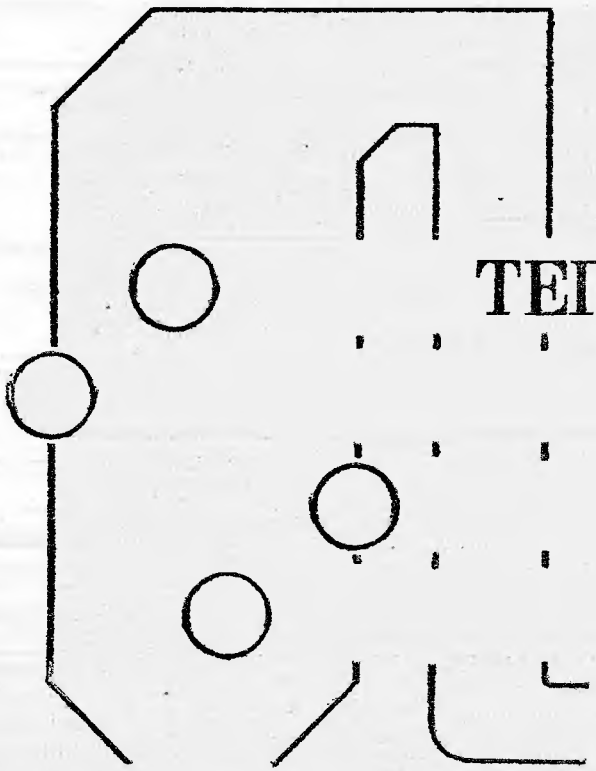
VISIT…

В. И. ТРЕМБОВЛЯ
Е. Д. ФИНГЕР
А. А. АВДЕЕВА



ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

6П2.2
Т 66
УДК 621.181 001.4

621.18
Т 66
УДК 621.181.001.4

ВЛАДИМИР ИОНОВИЧ ТРЕМБОВЛЯ,
ЕФИМ ДАВИДОВИЧ ФИНГЕР,
АНГАРА АЛЕКСАНДРОВНА АВДЕЕВА

ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Редактор *Б. И. Шмуклер*
Редактор издательства *Н. М. Пеунова*
Переплет художника *Н. Т. Ярешко*
Художественный редактор *Т. Н. Хромова*
Технический редактор *Л. В. Иванова*
Корректор *М. Г. Гулина*

ИБ № 246

Сдано в набор 17/V 1977 г. Подписано к печати 23/XI 1977 г. Т-04326
Формат 84×108¹/₁₆ Бумага типографская № 3 Усл. печ. л. 31,08
Уч.-изд. л. 37,28 Тираж 20 000 экз. Зак. 201 Цена 2 р. 30 к.

Издательство «Энергия», Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Московская типография № 10 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

9472

Трембовля В. И. и др.

Т 66 Теплотехнические испытания котельных установок. М., «Энергия», 1977.
296 с. с ил.

Перед загл. авт.: В. И. Трембовля, Е. Д. Фингер, А. А. Авдеева.

В книге рассмотрены особенности испытаний энергетических котлоагрегатов различных типов, отдельных поверхностей нагрева и вспомогательных механизмов. Описаны техника и методика измерений при испытаниях. Приведены рекомендации по составлению тепловых балансов на основе результатов испытаний котлоагрегата в целом и отдельных его элементов. Рассмотрены методы оценки погрешностей измерений и точности результатов испытаний.

Книга предназначена для инженерно-технических работников электростанций, наладочных и научно-исследовательских организаций. Она может быть также использована в качестве пособия студентами старших курсов энергетических специальностей вузов и техникумов.

Т $\frac{30303-539}{051(01)-77}$ 34-77 6П2.2

© Издательство «Энергия», 1977 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В соответствии с решениями XXV съезда Коммунистической партии Советского Союза годовая выработка электроэнергии в 1980 г. достигнет 1340—1380 млрд. кВт·ч, причем около 80% электроэнергии будет вырабатываться на тепловых электростанциях. В этих условиях большое народнохозяйственное значение приобретают вопросы экономичного использования топлива на электростанциях, где наряду с эффектом от внедрения новой техники значительная экономия топлива может быть достигнута за счет повышения эффективности использования оборудования, в достижении чего важную роль играют теплотехнические испытания котельных агрегатов.

В качестве пособия по проведению таких испытаний рекомендуется настоящая книга, в которой сделана попытка отразить многолетний опыт проведения экспериментальных работ на электростанциях, накопленный в ОРГРЭС, ВТИ, ЦКТИ и ряде других организаций.

Вопросам организации и проведения теплотехнических испытаний котельных установок был посвящен ряд изданий, появление которых на разных этапах было связано с освоением новых топлив, ростом мощности оборудования, совершенствованием измерительной техники, методов учета и анализа контролируемых процессов. В настоящее время в энергетике основную долю установленной мощности ТЭС составляют энергоблоки, паропроизводительность и размеры котельных установок которых все возрастают, а режимы работы определяются часто значительной неравномерностью графиков нагрузок. Со времени выхода в свет наиболее полно обобщающего пособия по испытанию котельных установок [102] прошло 13 лет. За этот период проведен большой объем испытаний котлоагрегатов различной паропроизводительности, работающих на твердых, жидких и газообразном топливах. Существенно изменились задачи испытаний, методы организаций режимов работы котлоагрегата (особенно переменных), методики измерения отдельных параметров и т. п. Все это позволило пополнить в настоящей книге сведения по организации и проведению испытаний как при стационарных, так и при неустановившихся режимах. Материалы по организации и проведению измерений приведены с ориентацией на максимальное использование автоматической регистрации контролируемых параметров электронными многоточечными приборами, что позволяет устранить субъективные погрешности наблюдений, увеличить частоту регистрации и тем самым повысить точность измерений. Автоматизация регистрации измеряемых параметров при испытаниях неизбежна еще и потому, что численность персонала на электростанциях и в котельных постоянно снижается и выделение наблюдателей из числа персонала для экспериментальных бригад в ряде случаев весьма затруднительно.

В работе не приводится подробных описаний, применяемых при испытаниях приборов, поскольку их можно найти в специальной литературе. Сведения по приборам даны лишь в объеме, необходимом для увязки с вопросами подготовки, установки и контроля их работы.

Для оценки точности проведенных измерений в соответствующих разделах книги даны необходимые указания.

В целях обеспечения сопоставимости результатов испытаний, проводимых различными организациями, авторы книги постарались увязать опыт экспериментальных работ на базе действующих нормативных материалов и рекомендаций международных организаций (СЭВ и ISO).

Материалы книги ориентированы главным образом на вопросы организации и проведения испытаний современных крупных котельных агрегатов электростанций, поэтому в книге не рассмотрены указания по испытаниям мелкого котельного оборудования для коммунальных и тому подобных установок.

Многообразие целей и задач теплотехнических испытаний котельных установок, кон-

кретных условий применения той или иной аппаратуры, естественно, не могли быть полностью отражены в данной работе, однако в значительном числе случаев экспериментатор найдет в книге сведения, которые позволят ему правильно организовать испытания в требуемом объеме и с необходимой точностью. Отдельные детали и фактические материалы в связи с изложенными вопросами экспериментатор найдет в литературе, использованной при написании настоящей книги.

В книге, ограниченной рамками испытаний котельных агрегатов, не рассматриваются испытания энергоблоков в целом, чему должна быть посвящена отдельная работа.

При раздельных испытаниях котельных агрегатов и турбин не определяются коэффициент теплового потока, гидравлическое сопротивление трубопроводов, расходы электроэнергии на привод механизмов собственных нужд и т. д., без чего нельзя получить достаточно достоверных данных об экономичности блока. Опыт экспериментальных работ, однако, показывает, что испытания энергоблоков в целом проводятся, как правило, смешанными бригадами, состоящими из специалистов разного профиля — котельщиков и турбинистов. В связи с этим для первых из них и для специалистов-котельщиков, испытывающих котельные агрегаты на ТЭС с поперечными связями, и предназначена предлагаемая книга.

Авторы выражают глубокую благодарность канд. техн. наук Б. И. Шмуклеру за большую помощь при научно-техническом редактировании книги. Они будут признательны читателям, которые направят свои замечания и пожелания по ее содержанию в издательство «Энергия» (Москва, М-114, Шлюзовая набережная, 10).

Материалы книги написали: гл. 1—4 — В. И. Трембовля; § 2-1 — В. И. Трембовля и Б. И. Шмуклер; § 2-2-2 — Б. И. Шмуклер; гл. 5—8, 13—15 — Е. Д. Фингер; гл. 9—12 и § 14-17 — А. А. Авдеева; § 14-5 и 14-6 — Е. Д. Фингер и А. А. Авдеева.

Авторы

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ИСПЫТАНИЯ ПРИ СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ

1-1. КЛАССИФИКАЦИЯ И ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИСПЫТАНИЙ

Теплотехнические испытания котельных агрегатов в зависимости от поставленных задач могут быть разделены на две группы. К первой из них относятся испытания, проводимые с целью определения энергетических (теплотехнических) характеристик работы котельных агрегатов (к. п. д., паропроизводительности, потерь тепла и т. п.), выявления их эксплуатационных особенностей и недостатков конструкций.

Ко второй группе относятся исследовательские работы, проведение которых вызывается необходимостью отработки или проверки новых конструкций, их элементов, исследования новых закономерностей и т. п. Испытания исследовательского характера не подлежат типизации и поэтому здесь не рассматриваются.

В зависимости от цели испытания первой группы проводятся по трем категориям сложности.

К I категории сложности относятся приемо-сдаточные (гарантийно-сдаточные) испытания. Они проводятся, как правило, для проверки гарантий поставщика установки, касающихся следующих характеристик: паропроизводительности, к. п. д., параметров пара, его качества, параметров работы вспомогательного оборудования котельного агрегата и т. д. При этом определяются все составляющие потерь тепла, воздушный баланс топки, общее тепловосприятие поверхностей нагрева в рабочем диапазоне нагрузок и др.

Ко II категории сложности относятся эксплуатационные (балансовые) испытания, проводимые для установления нормативных эксплуатационных характеристик при расчетных (номинальных) параметрах пара после окончания периода освоения проектной мощности на вновь вводимых в эксплуатацию котлоагрегатах, после реконструкции котлоагрегатов, в связи с переходом на сжигание нового вида или новой марки топлива и при систематическом отклонении параметров от нормативных. В задачи испытаний, проводимых по II категории сложности, входят:

выявление оптимальных условий работы топки (положения факела, избытка воздуха, распределения воздуха и топлива по горелкам и их ярусам, тонкости пыли и т. п.) при различных нагрузках котлоагрегата (в диапазоне, предусмотренном для автоматического регулирования);

определение максимальной и минимальной нагрузки оборудования без изменения и при различном составе работающего вспомогательного оборудования;

определение фактической экономичности агрегата и отдельных составляющих потерь тепла;

выявление причин превышения потерь тепла над расчетными значениями, разработка мероприятий по их уменьшению и достижению расчетного к. п. д.;

проверка работы отдельных элементов котельной установки;

определение аэродинамических характеристик газовоздушного тракта и характеристик вспомогательных механизмов котлоагрегата;

составление типовой энергетической (нормативной) и расходной характеристики котлоагрегата, а также характеристики относительного прироста расхода топлива.

К испытаниям III категории сложности относятся: режимно-наладочные и доводочные испытания, проводимые с целью наладки режима работы котлоагрегата и определения его отдельных показателей; определение оптимальных значений коэффициента избытка воздуха и тонкости пыли, оптимального распределения воздуха по горелкам, максимальной нагрузки при различном составе вспомогательного оборудования и др. В объем работ при режимно-наладочных испытаниях входят определение пределов изменений режима работы элементов агрегата, выявление их влияния на

Таблица 1-1

Допустимые отклонения показателей работы котлоагрегата при испытаниях с целью определения его теплотехнических характеристик

Параметр	Максимально допустимое отклонение значения параметра в опыте от номинального значения, %		
	По категории сложности		
	I	II	III
Паропроизводительность котлоагрегата:			
свыше 200 т/ч	±3	±3	±3
от 51 до 200 т/ч включительно	±6	±6	±6
до 50 т/ч включительно	±15	±15	±15
Температура свежего и вторично перегретого пара (номинальная) котлоагрегатов:			
сверхкритического давления (545/570°С)	+5°С −10°С	+5°С −10°С	+5°С −10°С
высокого давления (540/570°С)	+5°С −10°С	+5°С −10°С	+5°С −10°С
среднего давления (440°С)	+10°С −15°С	+10°С −15°С	+10°С −15°С
Избыток воздуха за поворотной камерой (пароперегревателем):			
при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива с нормативными (расчетными) коэффициентами избытка воздуха для котлоагрегатов с уравновешенной тягой	±4÷5	±4÷5	±7
при сжигании жидкого, газообразного топлива в газоплотных топках и в топках с наддувом	±1÷1,5	±1÷1,5	±1÷1,5
Температура питательной воды, горячего воздуха	±3	±3	±5
Тонкость пыли:			
для антрацита, тощих и окисленных каменных углей	±10	±10	±15
для каменных и бурых углей	±15	±15	±20
Скорость в гравитационном сепараторе (шахте) молотковой мельницы	±5	±5	±7

Примечания: 1. Рекомендациями по стандартизации СЭВ [32] предусмотрено, что крайние значения температуры свежего и вторично перегретого пара при испытаниях по I категории сложности не должны отличаться от значений величин, предусмотренных для испытаний больше чем на ±2%, если допустимые отклонения не оговорены контрактом.

2. Согласно [77] в опытах должны выдерживаться следующие максимально допустимые значения:

крайние значения давления пара не должны отличаться друг от друга более чем на 6, 12 и 15% для котлоагрегата паропроизводительностью соответственно свыше 200, от 51 до 200 и до 50 т/ч;

крайние значения разности между температурой дымовых газов на выходе из котлоагрегата (уходящих газов) и окружающей температурой (до 20°С) не должны отличаться друг от друга более чем на 6, 12 и 15% для котлоагрегатов паропроизводительностью соответственно свыше 200, от 51 до 200 и до 50 т/ч.

показатели установки и, наконец, устранение обнаруженных дефектов и отклонений.

По III категории сложности проводятся и эксплуатационные экспресс-испытания после типовых капитальных ремонтов котлоагрегата с целью определения их качества и уточнения характеристик работы оборудования в результате проведения ремонтных работ.

В отличие от испытаний I и II категорий сложности, при которых определяются достаточно точные по условиям поставленных задач абсолютные значения искомых величин, испытания по III категории сложности проводятся упрощенными методами и поэтому дают возможность получить представление главным образом об отдельных изменениях измеряемых параметров, необходимых для нахождения и поддержания оптимальных режимов. Этого вполне достаточно при эксплуатационном контроле работы установки. Перечисленные виды испытаний (по II и III категориям сложности) различаются количеством опытов и точностью измерений основных показателей.

Испытания по I и II категориям сложности проводятся при установившемся тепловом состоянии системы с обязательным сведением теплового баланса котлоагрегата. При этом предусматривается использование аппаратуры с повышенной точностью (классов 0,5 и 1,0), позволяющей определять к. п. д. котлоагрегата по обратному балансу с погрешностью ±1,5%. Независимо от характера испытаний все измерения при испытаниях по I и II категориям сложности должны проводиться с максимально возможной точностью, меняются лишь объем измерений и требования к допустимым отклонениям основных показателей работы агрегата в опытах (табл. 1-1).

Требование обязательного измерения расхода топлива, выполнимое для котлоагрегатов средней и небольшой мощности, в которых сжигаются твердое и другие топлива, невыполнимо при сжигании твердого топлива, особенно для установок, имеющих в системе пылеприготовления бункера пыли. Поэтому при испытаниях по всем категориям сложности к. п. д. определяется по обратному балансу. Точность при определении к. п. д. по прямому и обратному балансу практически одинакова, однако прямой метод определения к. п. д. проще в тех случаях, когда он выполним. Точность по обратному балансу может быть более высокой, чем по прямому балансу, при условии определения всех потерь тепла от элементов котлоагрегата: балок, деталей ограждений газоходов и т. п., а также при обработке материалов по полным, а не по сокращенным методикам.

Требование поддержания постоянства заданной нагрузки агрегата перед опытом явля-

ется обязательным для испытаний по всем категориям сложности. Характер отклонений указанных в табл. 1-1 характеристик должен быть плавным (не более 2% в мин) для возможности точного измерения значений контролируемых величин. Технический состав топлива (зольность, влажность и выход летучих) должен соответствовать расчетному или среднеэксплуатационному.

Общепринятая методика испытаний котельных агрегатов достаточно трудоемка и требует значительной затраты времени на обработку результатов испытаний, поэтому при сжигании жидких и газообразных топлив целесообразно применять методику, предложенную проф. М. Б. Равичем. В испытаниях по этой методике нет необходимости в отборе средней пробы топлива для определения его элементарного состава и теплоты сгорания. При сжигании твердых топлив методика М. Б. Равича не дает преимуществ, так как необходимость определения потери с механической неполнотой горения требует отбора проб топлива и очаговых остатков с проведением их анализа.

Объем испытаний по перечисленным выше группам и категориям определяется в каждом конкретном случае в зависимости от поставленных задач. Ориентировочные типовые объемы работ при испытаниях определяются следующими программами [102].

Примерная программа балансовых эксплуатационных испытаний (II категория сложности)

1. Предварительные измерения и наладочные опыты по программе пп. 1 и 2 режимно-наладочных испытаний (см. ниже).

2. Определение наибольшей бесшлаковочной нагрузки в течение суточного испытания (2—3 опыта).

3. Определение минимальной длительной нагрузки пылеугольного котлоагрегата без изменения состава вспомогательного оборудования и без подсветки факела (нижнего предела регулировочного диапазона) (2—3 опыта).

4. Определение минимальной нагрузки пылеугольного котлоагрегата с изменением состава вспомогательного оборудования и подсветкой факела (технического минимума) и допустимой длительности поддержания этой нагрузки (2—3 опыта).

5. Выявление экономичности при номинальной, минимальной и двух-трех промежуточных нагрузках (5—6 опытов).

Примерная программа режимно-наладочных испытаний (III категория сложности).

1. Предварительные измерения (всего 12—20 опытов):

а) определение частоты вращения питателей топлива (пыли), тарировка мазутных форсунок по производительности и характеру распыливания на стенде и т. д.;

б) тарировка сечений газоходов, пылевоздуховодов и воздуховодов (нахождение поправочных тарировочных коэффициентов применительно к измерениям температур, скоростей, отбора проб топливной пыли и золы уноса, проведение анализа газа и др.);

в) измерение скоростей потоков воздуха в горелках и воздуховодах;

г) определение присосов воздуха по агрегату и по пылеприготовительной установке.

2. Наладочные опыты:

а) определение оптимального положения факела при различных скоростях воздуха в горелках (первичного, вторичного и т. д.), оптимальной толщины слоя топлива на механической решетке слоевой топки и т. д., с измерением концентраций окислов азота и других вредных выбросов в дымовых газах (4 опыта);

б) определение оптимального избытка воздуха при трех-четырех нагрузках (при постоянной тонкости пыли, включении всех предусмотренных проектом мазутных форсунок, горелок или мельниц прямого вдувания, постоянной толщине слоя топлива на механической решетке слоевой топки и т. п.), с измерением концентраций окислов азота и других вредных выбросов в дымовых газах (12—16 опытов);

в) определение оптимальной тонкости пыли (скорости в шахте) при двух-трех нагрузках в пределах регулировочного диапазона котлоагрегатов (6—8 опытов);

г) определение оптимального сочетания работающих горелок на техническом минимуме нагрузки (4—6 опытов);

д) определение влияния рециркуляции дымовых газов на температуру перегрева пара и на характер шлакования (9 опытов).

3. Основные опыты:

а) определение экономичности и слагающих потерь теплового баланса на номинальной и трех промежуточных нагрузках (4 опыта);

б) определение максимальной нагрузки при различном составе работающего вспомогательного оборудования и различных ступенях частот вращения электродвигателей их приводов (3—4 опыта);

в) определение минимальной длительной нагрузки без изменения состава вспомогательного оборудования и количества включенных горелок (форсунок, мельниц) (2—3 опыта);

г) определение минимальной нагрузки с отключением части горелок (форсунок, мельниц) и вспомогательного оборудования, с подсвет-

Таблица 1-2

Основные измерения при проведении испытаний котлов со сведением теплового баланса

Наименование анализа, измерения	Метод и объем определения при испытаниях по категории сложности			Примечания и дополнительные требования
	I	II	III	
Твердое топливо				
Расход:				
котлоагрегаты паропроизводительностью свыше 50 т/ч	Сведение обратного баланса (определение всех потерь тепла)			При сжигании смесей твердого и жидкого (газообразного) топлив подлежит измерению расход жидкого топлива (см. также гл. 4)
котлоагрегаты паропроизводительностью 50 т/ч и менее	То же или непосредственным взвешиванием			
Состав	$W^р$, $A^р$, углекислота карбонатов $(CO_2)^р_к$, $V^г$, $Q^р_н$, элементарный состав, температурные характеристики золы по отобранной пробе в каждом основном опыте		Технический состав в каждом основном опыте, элементарный состав и температурные характеристики золы — по одной средней пробе для серии опытов одного назначения	См. гл. 3
Качество топливной пыли	Рассев не менее чем на двух ситах в каждом опыте, анализ пыли на влажность или на технический состав			См. гл. 3
Жидкое топливо				
Расход	Определение по обратному балансу или прямым измерением			См. гл. 8
Состав	$W^р$, $A^р$, плотность, температура вспышки, $Q^р_н$, элементарный состав по отобранной пробе в каждом основном опыте		Технический состав — в каждом основном опыте, элементарный состав — по одной средней пробе для серии опытов одного назначения	При испытаниях по методу М. Б. Равича отбор проб не проводится (см. также гл. 3)
Газообразное топливо				
Расход	Определение по обратному балансу или прямым измерением расхода			См. гл. 8
Состав	$W^р$, плотность, механические примеси, $Q^р_н$, элементарный состав по отобранной в каждом основном опыте пробе		Технический состав в каждом основном опыте, элементарный состав — по средней пробе для серии опытов одного назначения	При испытаниях по методу М. Б. Равича отбор проб не проводится (см. также гл. 3)
Пар				
Расход свежего пара и пара вторичного перегрева	Эксплуатационными приборами			С проверкой до и во время опытов при испытаниях по I и II категории сложности переносными дифференциальными манометрами (см. также гл. 8)
Расход на собственные нужды	То же			То же
Давление в барабане котлоагрегата	Эксплуатационным техническим манометром класса 1,5			См. гл. 7
Давление за перегревателем свежего пара, на входе и за промежуточным пароперегревателем	Техническими манометрами класса 1 в каждом паропроводе		Эксплуатационными манометрами класса 1,5	См. гл. 7
Температура свежего пара, пара на входе и за промежуточным пароперегревателем, пара на собственные нужды	Специально устанавливаемыми приборами		Эксплуатационными приборами	См. гл. 6
Вода				
Расход питательной воды	Эксплуатационным прибором			С проверкой до и во время опытов при испытаниях по I и II категории сложности дифференциальными манометрами (см. также гл. 8)

Наименование анализа, измерения	Метод и объем определения при испытаниях по категории сложности			Примечания и дополнительные требования
	I	II	III	
Расход на впрыски	Эксплуатационными расходомерами класса 1,5		Эксплуатационными расходомерами	С проверкой по измерениям температур. Сведением баланса смешения (см. также гл. 8)
Расход непрерывной продувки	Специально устанавливаемым расходомером с дифференциальным манометром или при невозможности этого — по сухому остатку питательной и котловой воды		По сухому остатку	См. гл. 8 и 10
Давление питательной воды и воды на впрыски	Эксплуатационными приборами			См. гл. 7
Температура питательной воды, в том числе воды на впрыски	Эксплуатационными приборами			См. гл. 6
Температура конденсата собственного пара на впрыск	Эксплуатационными приборами			См. гл. 6
Дымовые газы				
Состав:				
за ближайшей к топке конвективной поверхностью нагрева (за поворотной камерой) для определения коэффициента избытка воздуха	RO_2 и O_2			См. гл. 10—11
в балансовой точке (за воздухоподогревателем)	RO_2; O_2; CO; H_2; CH_4; C_nH_m			
за дымососом для определения присосов воздуха	RO_2			У котлоагрегатов без золоуловителей балансовая точка принимается за дымососом
Расход газов на рециркуляцию	Лемнискатными соплами			См. гл. 8
Температура:				
в топках котлоагрегатов с уравновешенной тягой	Переносными оптическими или радиационными пирометрами			
в топках котлоагрегатов, работающих под наддувом	По температуре дна калильной трубки			
за пароперегревателями, за поворотной камерой, в конце конвективных шахт за воздухоподогревателем (балансовая точка), за дымососом, в линии рециркуляции газов	Специально устанавливаемыми термопарами и термометрами сопротивления		Эксплуатационными приборами	См. гл. 6
в эксплуатационных точках контроля	Эксплуатационными приборами			
Разрежение (давление) в топке и за каждой поверхностью нагрева, за ступенями золоуловителей, за дымососом	Эксплуатационными приборами			При испытаниях по III категории сложности объем измерений может быть ограничен отдельными элементами агрегата
Воздух				
Расход перед дутьевыми вентиляторами, в воздуховодных коробах после воздухоподогревателей, на отдельные горелки или их группы, на мельницы, по каналам горелок	Специально устанавливаемыми напорными трубками			См. гл. 8
Температура воздуха перед дутьевыми вентиляторами до и после его рециркуляции, за калориферами, за воздухоподогревателями и перед мельницами	Специально устанавливаемыми термометрами сопротивления и термопарами		Эксплуатационными приборами	См. гл. 6

Наименование анализа, измерения	Метод и объем определения при испытаниях по категории сложности			Примечания и дополнительные требования
	I	II	III	
Давление перед и за дутьевыми вентиляторами, перед и за воздухоподогревателями, перед каждой группой горелок (горелкой), перед мельницами, за вентиляторами и перед соплами острого дутья	Эксплуатационными приборами			См. гл. 7
Очаговые остатки				
Содержание горючих	По ГОСТ			
Состав шлака, золы из-под золоуловителей и газоходов, золы уноса, удаляемой через дымовую трубу, провала на котлоагрегатах с механическими решетками	Температурные характеристики золы в каждом основном опыте		Для сильно шлакующих топлив по одной средней пробе для серии опытов одного назначения	При испытаниях по III категории сложности объем определений может быть ограничен одной эксплуатационной точкой отбора (см. гл. 3)
Количество очаговых остатков:				
при камерном сжигании	Определение проводится вне основных опытов (отдельным специальным опытом) взвешиванием или объемным обмером		—	См. гл. 4
при сжигании в котлоагрегатах с механическими решетками	Во время основных опытов или со смещением во времени			
Расход электроэнергии на собственные нужды	Эксплуатационными электрическими счетчиками			В испытаниях по I и II категориям сложности с проверкой счетчиков по схеме „двух ваттметров" (см. гл. 13)
Надежность экранной системы, пароперегревателей, водяного экономайзера и барабана				
Температура стенки	—	Эксплуатационными и специально устанавливаемыми термопарами (поверхностными и в температурных вставках)		См. гл. 6
Температура среды	—	Специально устанавливаемыми гильзовыми и поверхностными термопарами		См. гл. 6
Скорость и направление циркуляции среды	—	Специально устанавливаемыми напорными трубками и дроссельными шайбами		См. гл. 8

кой факела, определение допустимой длительности работы в этом режиме по условиям накопления золы, шлака, низкотемпературной коррозии, температурного режима и гидродинамики поверхностей нагрева котлоагрегата (3—4 опыта).

В программу испытаний, относящихся к регулировочному диапазону нагрузок котлоагрегата, включаются также опыты по проверке надежности работы экранных поверхностей нагрева на скользящем давлении (преимущественно для котлоагрегатов сверхкритического давления).

Объем испытаний для определения нормативных характеристик энергетических котлоагрегатов [35] определяется необходимостью получения следующих основных зависимостей теплопроизводительности (паропроизводительности) брутто:

потерь тепла (q_2, q_3, q_4, q_5, q_6), к. п. д. брутто и к. п. д. нетто котлоагрегата;

расходов тепла на собственные нужды и на выработку электроэнергии, затраченной механизмами собственных нужд, отнесенных к располагаемому теплу топлива.

В основном для получения нормативных характеристик достаточно данных, получаемых при осуществлении программы испытаний, указанной для балансовых или режимно-наладочных испытаний.

Объем эксплуатационных экспресс-испытаний после типовых капитальных ремонтов котлоагрегатов ограничивается необходимостью проверки возможности длительной работы агрегата на номинальной (или близкой к ней) нагрузке с определением:

потерь тепла с уходящими газами и от химической неполноты сгорания (для котлоагрегатов, сжигающих жидкое топливо или газ) и механической неполноты сгорания (для котлоагрегатов, сжигающих твердое топливо);

присосов воздуха в топочную камеру, в отдельные элементы газоходов и в пылесистему;

аэродинамического сопротивления газового и воздушного трактов;

температуры газов и воздуха в контролируемых сечениях газового и воздушного трактов;

температуры среды и температурных разверок по водопаровому тракту;

достаточности пределов регулирования температуры перегретого пара;

удельных расходов электроэнергии на тягу, дутье, размол топлива и транспорт пыли.

Объем основных измерений при испытаниях по I, II и III категориям сложности приведен в табл. 1-2. Особенностью рассматриваемых испытаний современных крупных котлоагрегатов ГРЭС и ТЭЦ при стационарных режимах является необходимость проверки надежности работы их поверхностей нагрева, что частично отражено в табл. 1-2 и в последующих материалах.

1-2. ОРГАНИЗАЦИЯ ИСПЫТАНИЙ И ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

В объем работ по организации испытаний и подготовке к ним входит:

ознакомление с технической документацией котельного агрегата (проектной, заводской, ремонтной и отчетной) и снятие эксплуатационной характеристики. При этом обращается внимание на обеспеченность котлоагрегата тягой и дутьем на номинальной или близкой к ней нагрузках, а на пылеугольных котлоагрегатах — еще и пылью требуемой тонкости. Получение этих данных является обязательной целью предварительных испытаний до начала балансовых теплотехнических испытаний котлоагрегата;

полный осмотр котлоагрегата и его вспомогательного оборудования с целью оценки их состояния, оснащенности средствами регулирования, КИПиА;

составление и передача ТЭС перечня работ по устранению выявленных при названных выше работах недостатков оборудования, устройств регулирования, КИПиА;

составление и согласование с руководством цеха и ТЭС технической программы испытаний, объема и методов измерений, объема анализов и вида отчетной по результатам испытаний документации (отчет, режимная карта, инструкция);

составление и передача ТЭС задания по подготовительным работам к испытаниям — на изготовление и установку приспособлений, устройств, аппаратуры (табл. 1-3);

комплектование экспериментальной бригады из числа специалистов наладочной организации (службы, цеха наладки ТЭС), согласование с ТЭС потребности в наблюдателях;

составление перечня приборов и материалов, дополнительно устанавливаемых на период испытаний (табл. 1-4), исходя из технической программы работ и конструкции котлоагрегата, отбор этих приборов и материалов на ТЭС и затем в депо приборов наладочной организации, доставка их на электростанцию;

технический надзор за монтажом приспособлений, наладка переносных приборов, обучение наблюдателей.

При передаче электростанции эскизов приспособлений следует руководствоваться [7]. Для составления перечня измерений и задания на подготовительные работы рекомендуется ориентироваться на типовые схемы размещения точек измерений при испытаниях прямоточных и барабанных котлоагрегатов (рис. 1-1—1-4, табл. 1-4).

1-3. ПРОВЕДЕНИЕ ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

После выполнения на котлоагрегате подготовительных работ и устранения выявленных на предыдущем этапе недостатков руководитель испытаний организует проверку готовности к испытаниям агрегата и всех его элементов (вспомогательного оборудования, горелок, средств управления и т. д.). Особенно тщательно должны быть проверены состояние радиационных поверхностей нагрева, шиберов, заслонок, направляющих аппаратов и их приводов по газовоздушному тракту и в системе золошлакоудаления.

Плотность топки и газоходов котлоагрегата, работающего с уравновешенной тягой (с разряжением по газовому тракту), проверяется по подсосу пламени переносного факела при включенном дымососе. Испытание на плотность топки и газоходов котлоагрегата, работающего под наддувом, производится сжатым воздухом при закрытых шиберах газоходов (типовых рекомендаций пока не имеется). Испытание на плотность должно производиться постановкой котлоагрегата под давление от воздуходувки первичного воздуха, при этом во избежание коробления мембранных стенок давление в топке не должно превышать допустимого в соответствии с [76].

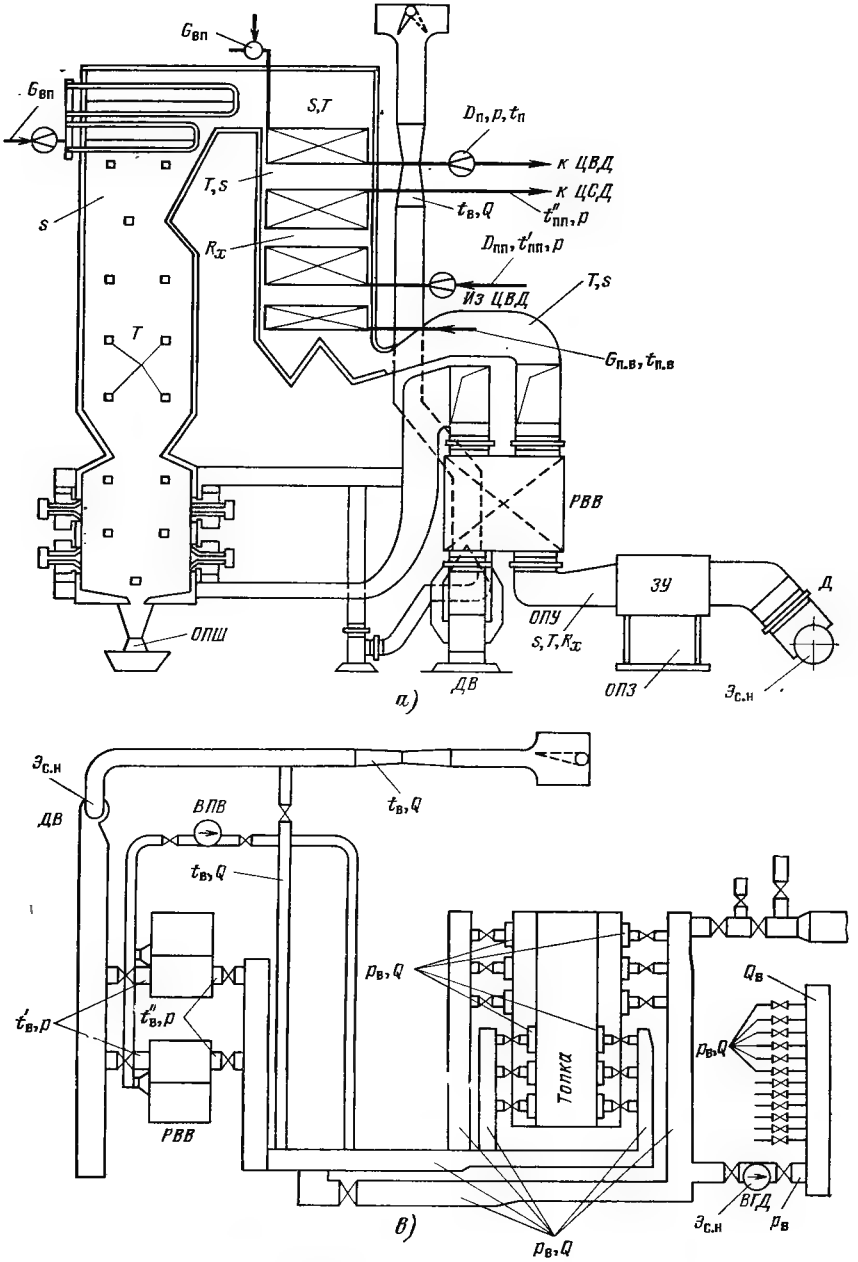
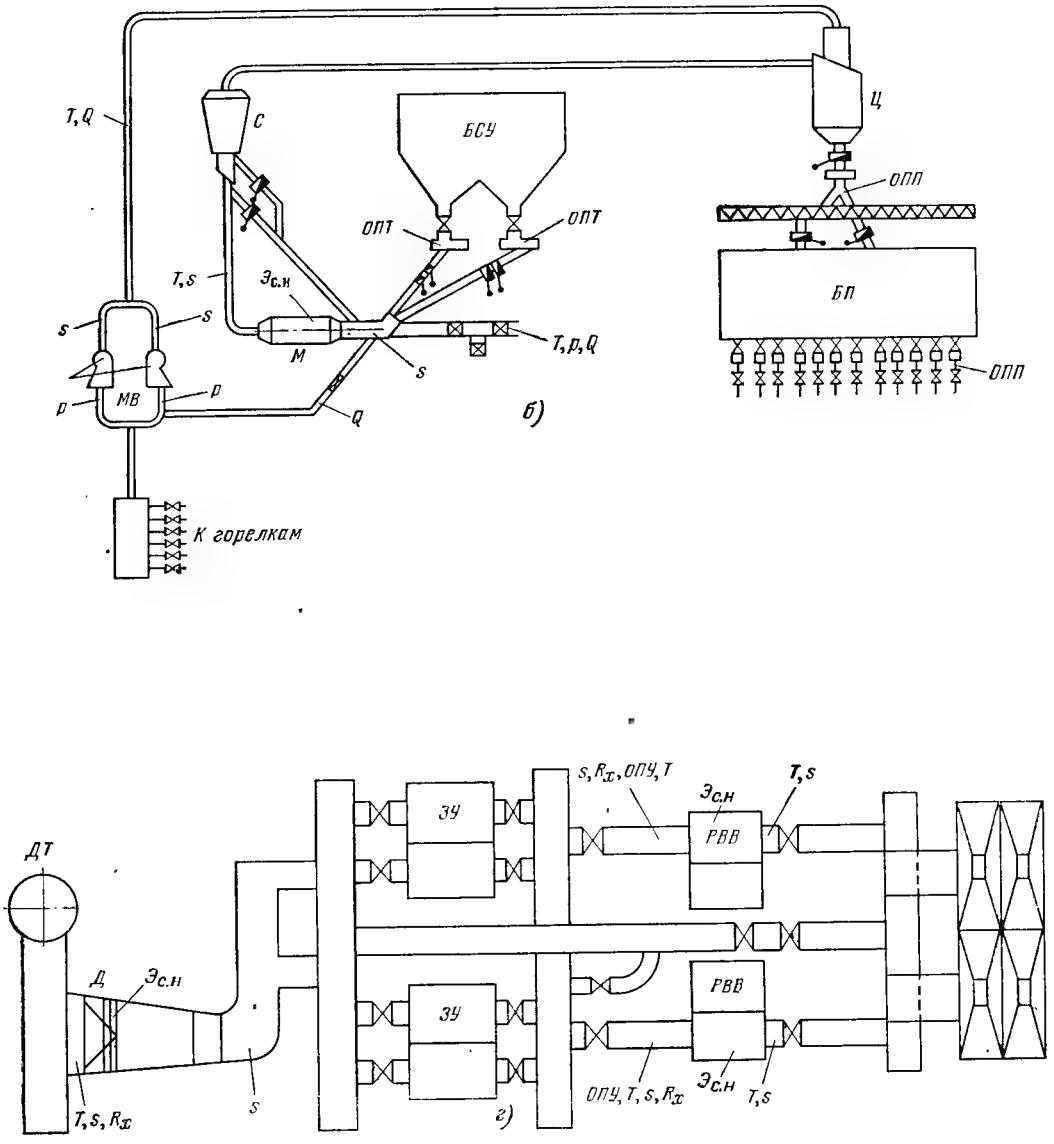


Рис. 1-1. Типовая схема размещения точек измерений при балансовых испытаниях прямоточного пылеугольного *а* — общий вид; *б*, *в*, *г* — схемы пылеприготовления, воздушного и газового трактов; $t_в$, $t_{п.в}$, $t_п$, $t_{вп}$ — температура воздуха, $G_{п.в}$, $G_{вп}$, $D_п$, $D_{пп}$ — расход питательной воды, воды на впрыск, свежего и вторично перегретого пара; R_x — анализ газов; нужды; *БП* — бункер пыли; *Д* — дымосос; *ЗУ* — золоуловитель; *ВГД* — вентилятор горячего дутья; *БСУ* — бункер сырого угля; лон; *ДТ* — дымовая труба; *ВПВ* — вентилятор перетечного воздуха.



котлоагрегата с индивидуальной системой пылеприготовления (котлоагрегат П-50).

питательной воды, пара, воды на впрыск; T — температура дымовых газов; p — давление; s — разрежение; Q — расход воздуха; ОПТ, ОПП, ОПШ, ОПУ, ОПЗ — отбор проб топлива, пыли, шлака, уноса, золы; $Э_{с.н}$ — расход электроэнергии на собственные $ДВ$ — дутьевой вентилятор; $РВВ$ — регенеративный воздухоподогреватель; $МВ$ — мельничный вентилятор; $С$ — сепаратор; $Ц$ — цик-

Таблица 1-3

Схема задания-заявки на подготовку котлоагрегата к испытаниям (с примером заполнения)

№ п/п.	Виды работ	Количество приспособлений, устройств	Условия выполнения работ и номера чертежей
	Учет расхода и отбор проб жидкого топлива		
1	Изготовить и вварить в мазутопровод к котлоагрегату штуцер с пробковым краном диаметром 18 мм и змеевиковый охладитель ВТИ-1 для отбора проб	1	Вварить в присутствии представителя наладочной организации (чертежи № 1 и 2)
2	Изготовить и смонтировать отборники импульса давления с разделительным сосудом для мазута	4	Смонтировать в присутствии представителя наладочной организации (чертеж № 3)
3	Изготовить и смонтировать двойные диафрагмы для измерения расхода мазута	2 комплекта	То же (чертеж № 4)
. . .	. . . . .	. . . . .	. . . . .

Таблица 1-4

Ориентировочная потребность в приборах, измерительных устройствах и материалах для проведения балансовых и режимно-наладочных испытаний котельных агрегатов с камерными топками

Наименование приборов, измерительных устройств и материалов	Барабанные котлоагрегаты		Прямоточные котлоагрегаты			
	Паропроизводительность котлоагрегата (корпуса), т/ч					
	160—640		320—950		1650—3650	
	Топливо					
	твердое	жидкое (газ)	твердое	жидкое (газ)	твердое	жидкое (газ)
Приборы и датчики, шт.						
Просевочные машины с двумя комплектами сит 90—1000 мкм	1 (1)	—	2 (1)	—	2 (1)	—
Набор сит для ручной просевки с размером ячеек 90, 200, 500 или 1000 мкм	1 (1)	—	2 (2)	—	2 (2)	—
Температурные вставки	4—6	3—4	5—7	3—4	5—7	4—6
Весы лабораторные или технические ($T = 200$ г) с комплектом разновесов[1]	1 (1)	1 (1)	2 (1)	1 (1)	2 (2)	1 (1)
Термопары из термоэлектродной проволоки диаметром 0,7—1,2 мм в металлических чехлах и без них:						
хромель-алюмелевые	70—90 (60—70)	60—80 (50—70)	80—100 (70—85)	70—85 (65—85)	170—200 (100—150)	120—170 (100—150)
хромель-копелевые	27—52 (13—40)	25—50 (10—30)	24—54 (14—36)	22—42 (14—30)	70—96 (36—48)	48—66 (28—40)
Переключатели ПМТ или МГП на 20 точек измерения	4—6 (2—4)	3—6 (1—3)	4—6 (3—5)	3—5 (2—4)	8—10 (5—7)	7—9 (5—7)
Потенциометры:						
переносные ПП	3—5 (1—3)	2—5 (1—3)	4—5 (3—4)	4—5 (3—4)	8—9 (4—5)	8—9 (4—5)
электронные самопишущие реохордные КСП (ЭПП) или безреохордные АК (на 12—24 точки измерения)	2—4 (1—3)	2—4 (1—3)	3—4 (3—4)	3—4 (3—4)	5—7 (4—5)	5—7 (4—5)
Термометры сопротивления каркасные:						
медные ТСМ-Х	7—13 (6—12)	7—13 (6—12)	6—13 (5—10)	6—13 (6—10)	14—19 (15—20)	14—19 (15—20)
платиновые ТСП	6—17 (4—8)	6—17 (4—8)	9—17 (6—10)	9—16 (8—10)	27—37 (18—23)	27—37 (18—23)
Уравновешенные измерительные мосты переносные МВУ или электронные автоматические ЭМП или АК-1-012 на 24 точки измерения	1—3 (1—2)	1—3 (1—2)	2—3 (1—2)	2—3 (2)	4—5 (2)	4—5 (2)

Наименование приборов, измерительных устройств и материалов	Барабанные котлоагрегаты		Прямоточные котлоагрегаты			
	Паропроизводительность котлоагрегата (корпуса), т/ч					
	160—640		320—950		1650—3650	
	Топливо					
	твердое	жидкое (газ)	твердое	жидкое (газ)	твердое	жидкое (газ)
Оптические пирометры типа ОПИИР	2—3 (1—2)	1—2 (1—2)	2 (2)	2 (2)	3 (3)	2 (2)
Лабораторные ртутные термометры со шкалами, °С:						
0—50	6—8	6—8	7—8	7—8	19—22	20—23
0—100	13—23 (8—18)	12—21 (6—16)	17—22 (10—18)	18—24 (11—16)	19—22 (18—20)	20—23 (16—18)
0—250	10—16 (5—10)	8—14 (5—8)	13—14 (7—10)	12—16 (7—10)	16—18 (13—15)	16—18 (13—15)
0—350	10—16 (5—10)	8—14 (5—8)	11—14 (7—10)	12—16 (7—10)	16—18 (13—15)	16—18 (13—15)
Газоанализаторы (переносные):						
волюмометрические ГХП-3М (ОРСА)	9—17 (6—10)	10—18 (6—10)	9—19 (8—16)	9—20 (8—16)	22—24 (21—23)	22—24 (21—23)
хроматографические „Газохром-3101“ для полного анализа газов	1	1	1	1	1	1
Индикаторные палочки на СО	— (50—175)	— (50—175)	— (90—125)	— (90—150)	— (190—260)	— (220—300)
Пипетки Зегера[2] на 250—500 см³	37—75 (20—40)	40—80 (30—60)	36—70 (30—55)	42—75 (35—65)	73—95 (65—80)	90—110 (70—90)
Аспираторы Коро	2—4 (1—2)	2—4 (1—2)	3—4 (2—3)	3—4 (2—3)	5—7 (4—5)	4—6 (3—4)
Склянки Дрекслера или Тищенко емкостью 250—500 см³	15—37 (10—18)	15—37 (10—18)	19—35 (13—22)	17—35 (13—22)	48—63 (29—42)	45—60 (29—42)
Пневмометрические трубки Прандтля или ВТИ длиной, м:						
1,0	5—7 (3—6)	4—7 (3—6)	4—6 (3—5)	4—6 (3—5)	12—16 (9—12)	12—16 (9—12)
1,5	8—14 (5—10)	8—14 (5—10)	9—13 (8—10)	9—13 (8—10)	20—28 (15—20)	20—28 (15—20)
2,0—2,5	5—8 (4—6)	5—8 (4—6)	5—11 (4—8)	5—11 (4—8)	17—22 (17—22)	18—24 (18—24)
3,0	— (2)	— (2)	4—6 (2—3)	4—6 (2—3)	8—10 (6—8)	8—10 (5—7)
U-образные жидкостные тягонапоромеры со шкалами, мм столба жидкости:						
0—300	22—44 (15—25)	24—42 (15—25)	18—40 (17—25)	18—40 (17—25)	44—58 (39—53)	44—58 (39—53)
0—600	14—28 (8—12)	14—26 (8—12)	11—19 (10—12)	10—18 (10—12)	22—30 (22—29)	22—30 (22—29)
0—800	8—15 (4—8)	8—14 (4—8)	6—13 (7—8)	6—13 (7—8)	13—17 (13—17)	13—17 (13—17)
0—1000	6—8 (3—8)	6—7 (3—6)	5—7 (5—6)	5—7 (5—6)	11—14 (10—14)	11—14 (10—14)
Микроманометры (переносные):						
ММН с переменным углом наклона измерительной трубки	6—11 (4—8)	6—11 (4—8)	7—12 (6—7)	7—12 (6—7)	18—25 (15—20)	16—21 (13—17)
ТНЖ с постоянным углом наклона измерительной трубки со шкалами, мм вод. ст.:						
0—16 и 0—25	8—16 (4—6)	8—16 (4—6)	7—16 (5—7)	7—16 (5—7)	21—28 (10—13)	21—28 (9—12)
0—40 и 0—60	13—26 (8—15)	12—26 (8—15)	12—23 (10—14)	12—23 (10—14)	28—35 (23—30)	28—35 (21—28)
0—100	6—9 (2—5)	6—9 (3—5)	5—8 (4—5)	5—8 (4—5)	9—12 (8—11)	9—12 (7—10)
Манометры пружинные (трубчатые) МТМ (модель 1217) со шкалами, кгс/см²:						
0—6	3—4	3—4	2—4	2—4	5—7	5—7
0—10	3—4	3—4	2—4	2—4	5—7	5—7
0—60	2—5	2—5	2—4	2—4	4—6	4—6
0—160 или 0—250 или 0—400	3—5	3—5	2—4	2—4	8—11	7—10

Наименование приборов, измерительных устройств и материалов	Барабанные котлоагрегаты		Прямоточные котлоагрегаты			
	Паропроизводительность котлоагрегата (корпуса), т/ч					
	160—640		320—950		1650—3650	
	Топливо					
	твердое	жидкое (газ)	твердое	жидкое (газ)	твердое	жидкое (газ)
Манометры электрические МЭД	4—10 (4—6)	4—10 (4—6)	5—10 (5—8)	5—10 (5—8)	14—19 (14—19)	14—19 (14—19)
Электронные дифференциально-трансформаторные приборы:						
на базе ЭПП на 24 точки измерения	1—4 (1)	1—4 (1)	2—4 (1—2)	2—4 (1—2)	4—5 (3—4)	4—5 (3—4)
ДС	2—5	2—5	3—5 (1—2)	3—5 (1—2)	7—10 (3—4)	7—10 (3—4)
Тахометры или тахоскопы (часовые)	1—2 (1)	—	2 (2)	—	2 (2)	—
Дифференциальные манометры:						
ДТ-50, ДТ-150 и др.	2—4 (2—3)	2—4 (2—3)	2—4 (2—4)	2—4 (2—4)	3—4 (2—4)	4—5 (2—4)
датчики ДМ	2—5 (2—3)	2—5 (2—4)	3—5 (2—3)	3—5 (2—3)	6—7 (6—7)	6—7 (6—7)
Электрические счетчики:						
трехфазные	2—3 (2)	2—3 (2)	3—4 (2—3)	3—4 (2—3)	3—4 (2—3)	3—4 (2—3)
переносные показывающие ваттметры Д-722-Т или Д-533-Т	4—6 (4)	4 (4)	3—4 (3—4)	3—4 (3—4)	3—4 (3—4)	3—4 (3—4)
Секундомеры (общего назначения)	1—2 (1)	1—2 (1)	1 (1)	1 (1)	2 (2)	2 (2)
Вспомогательные измерительные устройства и приспособления, шт.						
Трубки для отбора проб пыли и уноса из потока (с сальниками) нулевого типа системы ВТИ или Альнера:						
диаметром 20 мм (для пыли)	4—9 (4—5)	—	—	—	—	—
диаметром 30 мм (для уноса)	5—7 (4—5)	3—5 (2)	5—6 (4—6)	4—6 (3—5)	10—14 (8—11)	6—8 (6—8)
Осадительные циклончики для трубок Альнера или ВТИ	6—9 (5—7)	4—5	7 (6)	—	12 (10)	—
Эжекторы паровые или воздушные для отсоса твердых фракций из запыленного потока и газов на анализ	2—3 (2)	2 (1)	2 (2)	2 (2)	3 (2)	2 (2)
Напорные трубки ВТИ или ЦКТИ	15—20	15—20	20—30	20—30	30—50	30—50
Трубки Нифера	4—7 (2—4)	4—7 (2—4)	4—6 (3—4)	4—6 (3—4)	8—11 (6—8)	8—11 (6—8)
Измерительные участки для пылезолоотборной установки Альнера (ВТИ)	1—4 (1—3)	—	3—4 (3—4)	—	4—5 (3—4)	—
Сальники для пневмометрических трубок Прандтля	15—26 (14—25)	15—26 (14—25)	16—28 (15—26)	16—28 (15—26)	48—64 (41—55)	48—64 (41—55)
Микровентури (тарированные)	4—11 (4—7)	4—11 (4—7)	6—11 (5—9)	16—22 (5—9)	16—22 (15—21)	16—22 (15—21)
Материал, инструмент и запасные части для измерительных приборов						
Провод компенсационный сечением 1,5—2,5 мм², м:						
для термопар ХА	330—680 (230—550)	330—680 (230—550)	290—720 (220—580)	290—720 (220—580)	1100—1450 (560—750)	1100—1450 (560—750)
для термопар ХК	450—920 (290—700)	450—920 (290—700)	415—945 (300—750)	415—945 (300—750)	1400—1850 (700—950)	1400—1850 (700—950)
для термопар ПП-1	120—220 —	120—220 —	90—250 (90—250)	90—250 (90—250)	300—450 (300—450)	300—450 (300—450)
Провод электрический двухжильный ПРГ сечением 1—1,5 мм², м	400—930 (260—620)	400—930 (200—620)	430—785 (280—670)	430—785 (280—670)	1150—1550 (620—830)	1150—1550 (620—830)

Наименование приборов, измерительных устройств и материалов	Барабанные котлоагрегаты		Прямоточные котлоагрегаты			
	Паропроизводительность котлоагрегата (корпуса), т/ч					
	160—640		320—950		1650—3650	
	Топливо					
	твердое	жидкое (газ)	твердое	жидкое (газ)	твердое	жидкое (газ)
Кабель электрический, м:						
КРВБГ-4×1,5 для коммутации датчиков ДМ	80—200	80—180	110—320	95—200	750—980	700—950
КРВБГ-37×1,5 для коммутации термопар	300—620 (150—220)	270—580 (150—220)	350—650	325—600	750—980	700—950
КРВВГ в полихлорвиниловой оболочке бронированный 14- или 24-жильный сечением 1,5 мм² (для коммутации термопар)[5]	— (160—400)	— (160—400)	— (160—400)	— (160—400)	— (360—500)	— (360—500)
Резиновые трубки[3], кг:						
диаметром 10—12 мм	85—250 (65—200)	85—250 (65—200)	110—220 (80—220)	110—220 (80—220)	260—340 (220—300)	260—340 (210—280)
диаметром 4 мм	1,5—3,5 (1,5—3,5)	1,5—3,5 (1,5—3,5)	2,0—3,5 (2,0—3,5)	2,0—3,5 (2,0—3,5)	3,6—4,8 (3,6—4,8)	3,6—4,8 (3,6—4,8)
Шланг резиновый пневматический диаметром 20—25 мм, м	70—145 (45—110)	45—70 (25—70)	70—150 (45—120)	50—75 (16—25)	230—310 (130—170)	110—140 (30—45)
Сукно-бетт (марки ЧШ) для фильтров циклонов пылезолоотсосных установок, м	4,5—8,5 (4,5—7,5)	—	7,0—12 (4,5—10)	—	12—15 (10—14)	—
Едкий калий (химический чистый) в кристаллах, кг	1,5—5,5 (1,5—5,5)	1,5—5,5 (1,5—5,5)	2,5—5,0 (2,4—4,0)	2,5—5,0 (2,4—4,0)	4,5—6,0 (4,5—6,0)	4,5—6,0 (4,5—6,0)
Пирогаллол марки 1, 2, 3, г	325—700 (325—700)	325—700 (325—700)	310—700 (300—425)	310—700 (300—425)	650—925 (700—950)	650—925 (700—950)
Метилоранж, г	50—100 (50—100)	50—100 (50—100)	65—100 (65—100)	65—100 (65—100)	130—170 (130—170)	130—170 (130—170)
Вакуумная смазка или ланолин в тюбиках для смазки кранов газоанализаторов, шт.	4—6 (4—5)	4—6 (4—6)	4—6 (4—6)	4—6 (4—6)	8—10 (8—10)	8—10 (8—10)
Парафин, г	500—700 (500—700)	500—700 (500—700)	700—900 (700—900)	700—900 (700—900)	850—1000 (850—1000)	900—1000 (900—1000)
Менделеевская замазка (пластилин), г	500—900 (500—900)	500—900 (500—900)	600—900 (600—900)	600—900 (600—900)	850—1000 (850—1000)	850—1000 (850—1000)
Резиновые пробки (ГОСТ 7852-65), г, размерами, мм:						
8×11×16	300—700 (300—700)	300—700 (300—700)	450—600 (450—600)	400—600 (400—600)	550—650 (550—650)	550—650 (550—650)
8×21×23	400—900 (400—900)	400—900 (400—900)	600—800 (400—600)	550—750 (400—600)	750—850 (550—650)	750—850 (550—650)
27×31×32 и 29×34×35	500—1200 (500—1200)	500—1200 (500—1200)	750—900 (600—800)	700—800 (600—750)	900—1000 (750—850)	900—1000 (750—850)
Зажимы винтовые для резиновых трубок, шт.	30—60 (20—50)	30—60 (20—50)	40—65 (30—50)	40—65 (30—50)	55—75 (40—55)	55—75 (40—55)
Металлические тройники, шт.:						
латунные или медные	20—50 (20—50)	20—50 (20—50)	30—65 (25—50)	30—40 (40—50)	55—65 (40—50)	55—65 (40—50)
стальные на $p_у$=200 кгс/см²	6—20 (6—12)	6—20 (6—12)	8—24 (6—14)	15—25 (13—17)	20—25 (13—17)	20—25 (13—17)
Трубки импульсные красно-медные соединительные с накидными гайками М20×20 или М22×20 мм для дифманометров, шт.	8—18 (8—12)	8—18 (8—12)	10—20 (8—16)	10—20 (8—16)	18—25 (14—20)	18—25 (14—20)
Ртуть для заливки дифманометров, кг	2,5—4,5 (2—3,5)	2,5—4,5 (2—3,5)	2,5—4,0 (2—3,0)	2,5—4,0 (2—3,0)	4,5—5,0 (3,5—4,5)	4,5—5,0 (3,5—4,5)
Запасные стекла для:						
микроманометров ММН	3—8 (3—8)	3—8 (3—8)	5—8 (4—8)	5—8 (4—8)	6—10 (5—8)	6—10 (5—8)
U-образных тягонапоромеров диаметром 6—8 мм, длиной 1 м	20—45 (20—45)	20—45 (20—45)	30—45 (30—45)	30—45 (30—45)	45—50 (40—45)	45—50 (40—45)
дифманометров ДТ-50 и ДТ-150	12—30 (12—30)	12—30 (12—30)	20—35 (20—35)	20—35 (20—35)	25—35 (25—30)	25—35 (25—30)

9472

Наименование приборов, измерительных устройств и материалов	Барабанные котлоагрегаты		Прямоточные котлоагрегаты			
	Паропроизводительность котлоагрегата (корпуса), т/ч					
	160—640		320—950		1650—3650	
	Топливо					
	твердое	жидкое (газ)	твердое	жидкое (газ)	твердое	жидкое (газ)
Запасные части к аппаратам ГХП-3М (ОРСА), шт.:						
гребенки или крановые части	5—10 (4—7)	5—10 (4—7)	6—10 (4—8)	6—10 (4—8)	11—14 (7—10)	11—14 (7—10)
поглотительные сосуды	18—35 (8—16)	18—35 (8—16)	20—35 (12—18)	20—35 (12—18)	35—48 (20—25)	35—48 (20—25)
бюретки с рубашками	2—4 (2—4)	2—4 (2—4)	4—6 (3—4)	4—6 (3—4)	10—12 (6—8)	10—12 (6—8)
U-образные фильтры	4—8 (4—8)	4—8 (4—8)	4—8 (4—8)	4—8 (4—8)	13—17 (8—10)	13—17 (8—10)
уравнительные сосуды	1—3 (1—3)	1—3 (1—3)	2—3 (1—3)	2—3 (1—3)	6—8 (4—5)	6—8 (4—5)
Запасные части для хроматографа, шт.:						
платиновые сопротивления для измерительного моста 0,65±±0,02 Ом при 20°С	5—10 (2)	5—10 (2)	5 (2)	5 (2)	10 (3)	10 (3)
шприцы со стеклянными поршнями на 1,5 и 10 см³	2	2—4	2—4 (2)	2 (2)	4 (4)	4 (4)
иглы к шприцам длиной 1.5—2,0 см	20—40 (20—40)	20—40 (20—40)	25—40 (20—35)	20—40 (20—35)	30 (30)	30 (30)
Сухие элементы ЭСЛ-30 или 1КСУ-3 для потенциометров, шт.	10—20 (8—20)	10—20 (8—20)	8—16 (8—16)	8—16 (8—16)	18—20 (15—18)	15—20 (15—18)
Аккумуляторы, шт.:						
напряжением 2—2,6 В для оптических пирометров	2—3 (2—3)	2—3 (2—3)	2 (2)	2 (2)	3—5 (3)	3—5 (3)
на 80—90 А·ч и 6 В для хроматографа	4—8 (4—8)	4—8 (4—8)	4 (3)	4 (3)	7—8 (6—7)	7—8 (6—7)
Активированный уголь АГ-3, СКТ, КАД или К-7, г	100—300 (100—200)	100—300 (100—200)	160—300 (120—200)	160—300 (120—200)	400—500 (350—500)	400—500 (350—500)
Спирт (денатурат), л	3—5,5 (3—5,5)	3—5,5 (3—5,5)	3,5—5,5 (2,5—3,0)	3,5—5,0 (2,5—3,0)	7,5—8 (5—6,5)	7,5—8 (5—6,5)
Щетки для чистки сит (часовые), шт.	2 (2)	—	2 (1)	—	2 (1)	—
Фильтры бумажные беззольные марки „Синяя лента" диаметром 110 мм, шт.	—	30—50	—	50—100	—	50—100
Штативы металлические (лабораторные), шт.	—	3—4	—	3—4	—	3—4
Бюксы (стаканчики для взвешивания) диаметром 40—55 мм, высотой 35—40 мм, шт.	—	15—20	—	15—20	—	15—20
Хлористый кальций лабораторный для эксикатора, кг	—	2—3	—	3—4	—	3—4
Керосин осветительный или тракторный, л	—	4—6	—	6—10	—	6—10
Мензурки на 100—500 см³, шт.	3 (2)	3 (2)	3 (2)	3 (2)	3 (3)	3 (3)
Воронки стеклянные или металлические с углом раскрытия 60° и диаметром 56—75 мм, шт.	2 (2)	15—20 (2)	3 (2)	15—20 (3)	3 (3)	15—20 (3)
Лента ПХВ (изоляционная), г	300—400 (300—400)	300—400 (300—400)	500 (400)	500 (400)	600 (500)	600 (500)
Вентили, шт.:						
газовые диаметром 3/4*	8—12 (5—8)	5—10 (5—8)	8—12 (7—8)	8—12 (7—8)	10—15 (10)	10—15 (10)
газовые диаметром 1—1 1/2*	6—8 (5—8)	5—9 (5—8)	8—10 (7—8)	7—8 (7—8)	10—12 (10)	10—12 (10)
к дифманометрам d=10÷20 мм на:						
$p_у$ = 150 кгс/см²	8—18 (4—5)	8—18 (4—5)	22 (5)	22 (5)	18 (5)	18 (5)
$p_у$ = 250 кгс/см²	—	—	12—18	12—18	16—20	16—20
Клеммники СК-12, шт.	30—80 (30—60)	30—80 (30—60)	50—80 (40—60)	50—80 (40—60)	60—90 (60—80)	60—90 (60—80)

Наименование приборов, измерительных устройств и материалов	Барабанные котлоагрегаты		Прямоточные котлоагрегаты			
	Паропроизводительность котлоагрегата (корпуса), т/ч					
	160—640		320—950		1650—3650	
	Топливо					
	твердое	жидкое (газ)	твердое	жидкое (газ)	твердое	жидкое (газ)
Предохранительные щитки из органического стекла для дифманометров	2—4	2—4	2—4	2—4	4—6	4—6
Полиэтиленовые мешочки, шт., размером, мм:						
200×150	20—30	—	25—40	—	60	—
	(20—30)	—	(15—40)		(60)	
400×250	25—50	—	30—50	—	70	—
	(25—40)	—	(20—50)	—	(70)	
Бумага (рулоны) для самопишущих потенциометров	4—10	4—10	6—10	6—10	15—20	15—20
	(2—4)	(2—4)	(3)	(3)	(4—5)	(4—5)
Асбест шнуровой, кг	1—3	1—3	1,5—2,0	1,5—2,0	2—2,5	2—2,5
	(1—2)	(1—2)	(1,5—2,0)	(1,5—2,0)	(2—2,5)	(2—2,5)
Стеклянные капилляры длиной 50 мм с диаметром отверстий 2—3 мм, шт.	20—40	20—40	35—50	35—50	40—60	40—60
	(20—35)	(20—35)	(30—40)	(30—40)	(40—50)	(40—50)
Трубы (импульсные) диаметром 16×3 мм из стали 10 или 12ХМФ (длиной не менее 2,5—3 м), шт.	18—42	18—42	25—35	25—35	50—60	50—60
	(12—22)	(12—22)	(20—25)	(20—25)	(30—40)	(30—40)

[1] Весы при сжигании жидкого и газообразного топлива используются для взвешивания реактивов.
[2] При наличии хроматографа количество пипеток Зегера может быть уменьшено по указанию руководителя испытания.
[3] Масса указана из расчета, что 10 м резины весят 1 кг.
[4] В скобках указана потребность применительно к режимно-наладочным испытаниям.
[5] Кабель КТМС-2—по указанию руководителя испытаний.

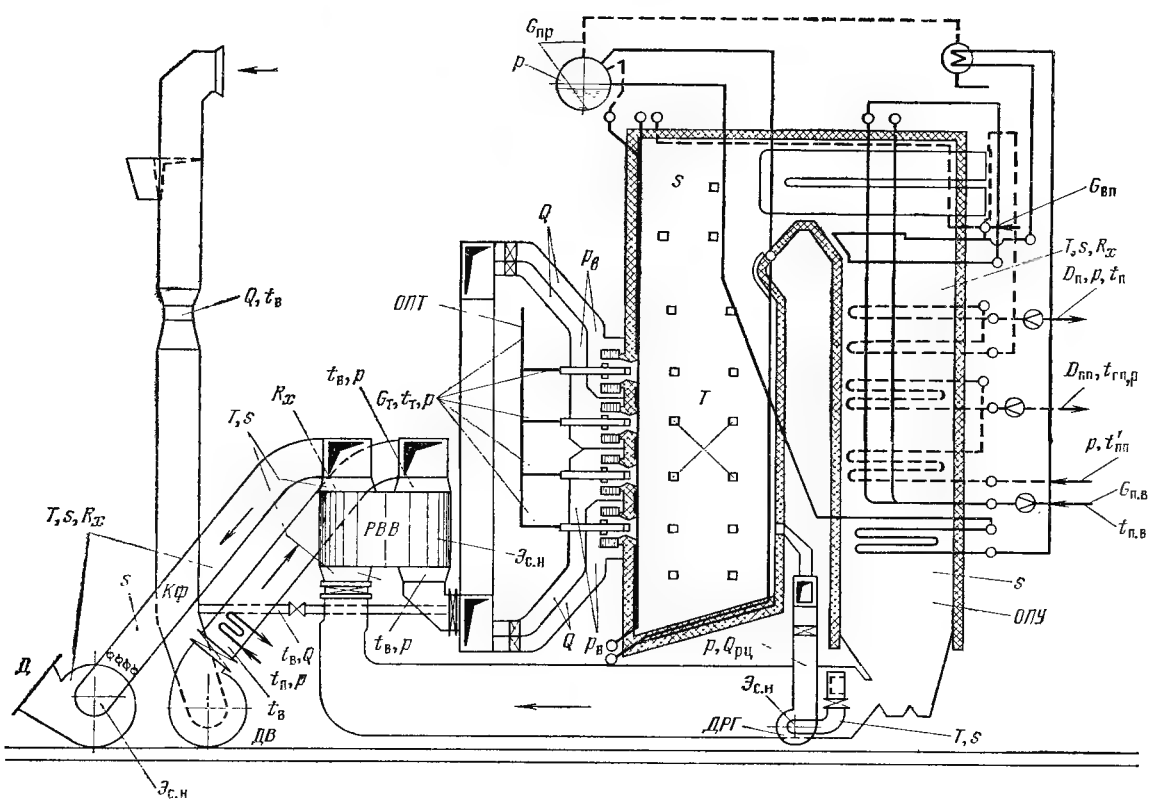


Рис. 1-2. Типовая схема размещения точек измерений при балансовых испытаниях барабанного газомазутного котлоагрегата.

$Q_{рц}$ — расход газа на рециркуляцию; $G_{пр}$ — расход продувочной воды или солесодержание питательной, котловой воды и насыщенного пара; *КФ* — калорифер; *ДРГ* — дымосос рециркуляции газов. Остальные обозначения см. на рис. 1-1.

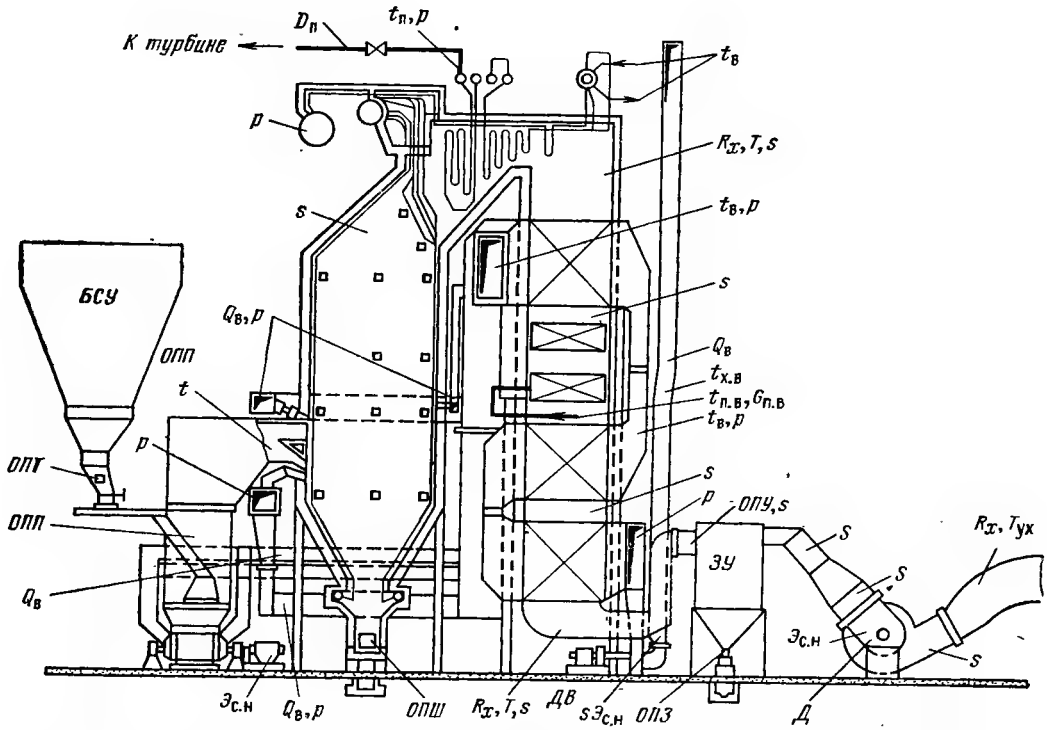


Рис. 1-3. Типовая схема размещения точек измерений по котлоагрегату с молотковыми мельницами. Обозначения см. на рис. 1-1 и 1-2.

Утечки воздуха можно контролировать на слух или нанесением на контролируемые участки мыльного раствора.

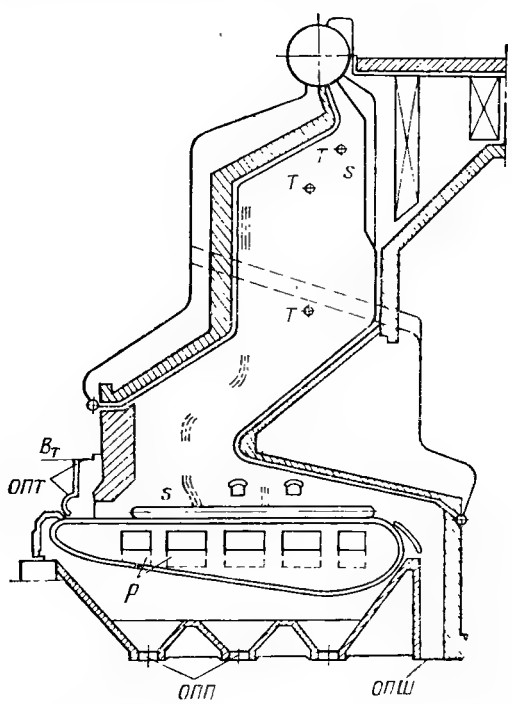


Рис. 1-4. Типовая схема размещения точек измерений по котлоагрегату с механической решеткой.

$B_т$ — взвешивание топлива вагонеточными весами; остальные обозначения см. на рис. 1-1—1-3.

Наиболее вероятными местами неплотностей у современных котлоагрегатов энергоблоков могут быть места прохода труб пароперегревателей и подвесных труб через потолочный экран, углы топок, теплые ящики разъема экранов, зона горелок, места прохода подвесок в шатре и др.

У трубчатых воздухоподогревателей проверяются места креплений труб в трубных досках и плотность компенсаторов. У регенеративных воздухоподогревателей проверяется состояние уплотнений.

Обязательно проверяется состояние установок для очистки поверхностей нагрева, без полной готовности которых испытания начинать нельзя. При этом необходимо обращать внимание на бункера систем дробеочистки, так как они могут быть источниками значительных присосов в котлоагрегат.

Для углеразмольного оборудования, кроме общего состояния установки, степени износа брони, бил, шаров, рабочих лопаток взрывных клапанов необходима проверка мест возможных присосов: у ШБМ — уплотнений горловин; у среднеходных мельниц — уплотнений течки провала, воздушного уплотнения валков, места прохода нижней части размольного стола через корпус. До начала испытаний следует проверить бесперебойность поступления топливной пыли к горелкам и топлива к мельницам. При необходимости следует провести мероприятия, обеспечивающие нормальную ра-

боту бункеров сырого топлива и пыли, весов, питателей сырого топлива, течек для сырого топлива, возврата и смесителей пыли.

Проверяется также состояние трубопроводов и при необходимости устраняются утечки пара, воды, газообразного и жидкого топлива, которые могут повлиять на искажение контролируемых значений расходов.

Организация установки датчиков, вторичных приборов к ним и щитов экспериментального контроля зависит от того, является ли котлоагрегат головным[1] или серийным. Применительно к крупным головным агрегатам в последние годы предусматривается выполнение проекта экспериментального контроля как части общего проекта котлоагрегата. В этих случаях объем и схема экспериментального контроля согласовываются заводами-изготовителями с наладочной (экспериментальной) организацией и генеральным проектировщиком; датчики, кабели, приборы и другая аппаратура и материалы предусматриваются в заказных спецификациях генпроектировщиком, монтаж схемы экспериментального контроля осуществляется при установке котлоагрегата монтажной организацией (по правилам монтажа штатных контрольно-измерительных устройств и приборов), а наладка схемы проводится наладочной организацией.

При испытаниях серийных котельных агрегатов все работы по схеме экспериментального контроля проводятся совместно организацией, проводящей испытания, и электростанцией согласно [35].

В связи с тем что современный уровень измерительной техники требует высокой квалификации персонала, ответственного за ее монтаж, наладку и обслуживание, в период испытаний в состав экспериментальной бригады должен включаться мастер (инженер) по электрическим и электронным приборам. Установку и наладку остальных приборов могут выполнять другие члены бригады (техники), им же поручается надзор и обслуживание этих приборов в период испытаний. Установка датчиков и вторичных приборов осуществляется на основе заводской сопроводительной документации к приборам, а также на базе методических рекомендаций последующих глав. Исходя из этого ниже приведены лишь отдельные общие рекомендации по названному вопросу.

Прежде всего руководитель испытаний с привлечением членов бригады, которых он назначает ответственными за организацию участков измерений, должен определить оптимальное расположение временных измерительных щитов (экспериментального контроля), столов для размещения аппаратуры и приборов, мест установки отдельных устройств (циклонов для отбора проб уноса, пыли и др.), мест разделки проб топлива, очаговых остатков и т. п. При этом необходимо исходить из условий удобства обслуживания этих участков с обеспечением правил техники безопасности и охраны труда, достижения наикратчайших трассировок соединительных и компенсационных проводов, линий транспорта продуктов сгорания на газовый анализ, линий подачи золовоздушных потоков на отбор проб золы, а также обособления создаваемых участков с тем, чтобы не мешать персоналу цеха в условиях нормальной эксплуатации и при возникающей аварийной ситуации. Должна быть предусмотрена возможность работ по замене вышедшего из строя инвентаря, аппаратуры, приборов.

При определении трассировок линий, соединяющих датчики со вторичными приборами, следует учитывать условия надежности и удобства обслуживания, избегая прокладок по горячим и влажным поверхностям, в труднодоступных и тесных участках. Одновременно уточняется зона обслуживания датчиков и приборов по условиям безопасного доступа к ним и их обслуживания в соответствии с правилами техники безопасности. В случае необходимости должны быть приняты дополнительные меры по обеспечению этих условий, ранее предусмотренных в заявке-задании на подготовку котлоагрегата к испытаниям, вплоть до сооружения специальных площадок и выполнения других мероприятий согласно действующим ПТБ. Местоположение намечаемых участков работ согласовывается с руководством цеха, после чего руководитель испытаний дает указание членам бригады об оснащении закрепленных за ними участков.

В целях предупреждения непроизводительных работ приборы, аппаратура, шланги, провода и т. п. должны быть до монтажа проверены на исправность, плотность, отсутствие разрывов цепей, правильность маркировки и т. д. в соответствии с указаниями последующих глав. Размечая места установки приборов и аппаратуры на щитах и столах, необходимо их располагать в удобной для обслуживания и снятия показаний последовательности и планировать схему их установки, позволяющую одним прибором или аппаратом выполнять измерения или анализы с подключением к возможно большему (при обеспечении за-

---

[1] К головным образцам относятся котельные агрегаты, доводка которых не может быть осуществлена в заводских стендовых условиях, отличающиеся от серийных паропроизводительностью, параметрами пара, конструкцией и компоновкой поверхностей нагрева, топочным устройством, системой циркуляции, видом (характеристикой) сжигаемого топлива.

данных интервалов времени между измерениями) числу датчиков. Так, например, организуя участок измерений температур по водопаровому, газовому и воздушному трактам, необходимо приборы располагать на щитах с учетом предупреждения их взаимного электрического влияния, ручные переносные газоанализаторы использовать для анализов в двух точках и т. д.

Большое значение при проведении опытов имеет возможность быстрого устранения возникающих неисправностей в аппаратуре, линиях отсоса газов и в оборудовании. В связи с этим обязательным является маркировка всех линий газового анализа, измерений температур, давлений и пр. Для этого на концах и в местах подвесок (креплений) резиновых и металлических трубок, проводов, шлангов должны быть навешены пластмассовые, металлические или картонные бирки с сокращенным указанием наименований измерений, а у приборов, аппаратуры и устройств — соответствующие таблички. Обычно принято на бирках указывать одним штрихом название участка перед контролируемой поверхностью нагрева, агрегатом ($T'_{в.э2}$ — температура дымовых газов в точке *2* перед водяным экономайзером) и двумя штрихами после поверхности нагрева агрегата ($T''_{в.э2}$ — температура дымовых газов в точке *2* после водяного экономайзера). Провода и шланги должны подвешиваться в местах проходов на высоте не ниже 2,5 м. По всей трассе не должно допускаться провисание шлангов, при котором возможно скопление в них конденсата, выделяющегося из транспортируемых газов.

Места установки щитов и столов следует выбирать в зонах, не подвергающихся воздействию вибрации и сквозняков, влияние которых может отрицательно сказаться на результатах анализов (нарушение показаний весов при рассеве пыли с точностью до 0,01 г, показаний ручных газоанализаторов с точностью 0,1 см³ и др.).

Стационарная установка переносных приборов и аппаратов (ваттметров, милливольтметров, газоанализаторов и др.), чувствительных к случайным ударам и задеваниям, не предусматривается. Для таких приборов выделяются постоянные рабочие места, на которые они устанавливаются только перед проведением опыта. По окончании рабочего дня такие приборы снимаются, проверяются и переносятся на хранение в отведенное для этой цели место.

После оснащения рабочих мест персонал бригады должен сопоставить показания вновь установленных и эксплуатационных приборов, предназначенных для измерения одного и того же параметра. При установке датчиков в одном сечении и близком расположении чувствительных (приемных) элементов, разница в показаниях сравниваемых приборов не должна выходить за пределы их класса точности. При несоблюдении этого условия оба прибора подлежат проверке. Желательно, чтобы датчики названных приборов были установлены в центре тарируемых сечений, что позволит по окончании тарировок не пересчитывать поправочные коэффициенты к показаниям эксплуатационных приборов.

По завершении данной работы руководитель испытаний уточняет распределение функций между членами бригады и выделяет руководителям участков наблюдателей, которых они должны подготовить к предстоящим испытаниям (табл. 1-5). При этом определяется рациональная расстановка и загрузка наблюдателей; они должны быть информированы о целях работы, ее ответственности и важности, о функциях руководителей участков работ и бригады. Все это позволит организовать быстрейшее устранение неполадок в работе и обеспечить четкость исполнения поручений. Наблюдатели должны знать, что при резких отклонениях в показаниях приборов и при их неисправностях (до и во время опытов) они обязаны ставить в известность об этом ответственного за пост наблюдений, а при его отсутствии — руководителя испытаний.

Наиболее трудный участок работы для наблюдателей — газовый анализ; в связи с этим они вначале должны изучить и освоить ручные газоанализаторы без применения реактивов, а затем — попрактиковаться в работе на поглощение RO_2* и кислорода.

При распределении обязанностей наблюдателей необходимо одного из них, наиболее подготовленного и имеющего опыт проведения подобных работ, назначать подменяющим для всех постов наблюдений.

Для всех наблюдателей до начала работ в цехе обязательно прохождение инструктажа по технике безопасности и оказанию первой медицинской помощи. Индивидуальная (групповая) подготовка наблюдателей завершается общей проверкой их работы во время учебного опыта с последующим разбором и корректировкой действий отдельных исполнителей, а также уточнением последовательности записей в журналах наблюдений (табл. 1-6).

Наблюдатели не должны заниматься никакими, даже несложными подсчетами и обязаны записывать (чернилами или пастой) в журнале наблюдений только те значения

* При поглощении CO_2 в объемных газоанализаторах обычно одновременно поглощается и SO_2, доля которого очень мала ($RO_2 = CO_2 + SO_2$).

Таблица 1-5

Объем знаний и обязанностей наблюдателей, привлекаемых на период испытаний котлоагрегата

Наименование работ	Объем знаний наблюдателей	Обязанности при испытаниях
Анализ газа	Устройство газоанализатора типа ГХП-3М и его частей Способы определений измеряемых параметров Проверка на плотность линий подачи анализируемых газов, аппаратуры и газоанализаторов Сопоставление результатов анализа по отдельным показаниям приборов Смена растворов реактивов Регулирование схемы отсоса с эжектором или другим источником создания разрежения, отсос газов по отдельным точкам отбора для одного газоанализатора Отбор проб газа на полный анализ	Производство анализов газа Проверка линий подачи анализируемых газов, аппаратов и реактивов Записи в журналы наблюдений, проверка состояния плотности линии и установки для газового анализа См. гл. 9
Разделка проб	Значение испытаний и роль влияния отбора проб на результаты испытаний Разделка проб для отбора на влажность То же на полный анализ Способы упаковки и маркировки проб	Отбор первичной пробы Хранение первичной пробы Разделка проб Упаковка и маркировка проб
Измерения температуры	Принцип работы приборов и их ценность Способы правильных отсчетов Неполадки приборов и способы их устранения Порядок записей	Отсчет температур и запись их в журналы Установка и снятие приборов Содержание приборов в чистоте
Измерения разрежения, давления и расхода воздуха	Устройство приборов Правила заливки приборов, наименование заливаемой жидкости Способы определения плотности линий Неполадки приборов и способы их устранения	Отсчеты по приборам и запись их в журнал наблюдений Проверка тягомеров и микроманометров Определение угла наклона трубки микроманометра
Определение расхода воды	Устройство расходомеров (дифференциальных манометров и т. п.), признаки их неисправности. Схема измерения	Запись показаний приборов
Отбор проб очаговых остатков	Устройство трубок Альнера, ВТИ, циклонов, эжектора, весов Правила включения Порядок отбора, разделки, упаковки и маркировки проб уноса, шлака Порядок ведения журналов	Отбор и взвешивание проб Очистка фильтров Разделка проб Упаковка проб и маркировка их
Обработка материалов испытаний	Подсчет средних значений измеренных показателей	Обработка журналов в объеме, определяемом руководителем испытаний

параметров, которые они видят на приборах. Разного рода поправки и подсчеты должны проводиться лишь при обработке материалов испытаний. Работа наблюдателя должна вестись постоянно в установленной для него последовательности, что позволяет избежать ошибок и легче запомнить объем выполняемых операций.

Руководитель устанавливает объем обязанностей и задачи каждого ответственного за посты наблюдений. Обычно сам руководитель, кроме общего руководства, составления и согласования программы испытаний, устанавливает объем измерений, периодичность записей показаний приборов и отборов проб в каждом отдельном опыте, дает задание и контролирует установление необходимого режима котельного агрегата, устанавливает время начала и окончания опыта, следит за работой на постах наблюдений. Он же ведет дневник испытаний и руководит обработкой полученных материалов. В то же время руководитель испытаний должен быть освобожден от ведения непосредственных наблюдений за показаниями приборов.

Дневник испытаний необходимо вести с начала подготовки и до конца испытаний; в него следует записывать данные по всем режимам

Таблица 1-6

ФОРМА ЖУРНАЛА НАБЛЮДЕНИЙ

Наименование организации, проводящей испытания

Установка _____

Опыт № _____ Дата опыта _____ 19____ г.

Журнал № _____ наблюдений

Пункты наблюдения										Примечание
№ наблюдения	Время наблюдения		Объект наблюдения							
			Единица измерения							
	ч	мин								
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10

Подпись наблюдателя

и особенностям работы установки, всевозможным отклонениям от нормальных условий работы ее элементов и приборов, что позволит правильно проанализировать данные экспериментов.

Ответственные за посты наблюдений перед опытами обеспечивают подготовку рабочих мест с установкой и настройкой приборов, проводят инструктаж наблюдателей, а во время испытаний — следят за правильностью работы наблюдателей, приборов и устройств для отбора проб, организуют и контролируют их разделку и маркировку, в свободные от опытов дни — проводят подготовку к новым опытам и обрабатывают материалы наблюдений проведенных опытов. В обязанности ответственных за посты наблюдений входит также перед началом опытов заполнение «шапки» журналов наблюдений (наименования установки, номера журнала, номера и даты опыта) и графы «пункты наблюдений», в которые наблюдателями накануне рабочего дня заносятся сокращенные названия контролируемых параметров. Для каждого контролируемого параметра должна выделяться отдельная графа. При этом менее вероятен случайный пропуск наблюдателем записи отдельных параметров или операций. По окончании опытов ответственные за посты наблюдений должны собирать заполненные журналы, визировать их, комплектовать в порядке установленных номеров и сдавать руководителю испытаний.

В графу «примечания» журналов наблюдений ответственные за посты должны вносить отметки о произведенных исправлениях в рабочих графах и по заданию руководителя испытаний указания о задаваемой периодичности записей контролируемых параметров (обычно перегретого пара — через 5—10 мин, значений расхода и давления перегретого пара — через 5—10 мин, расхода пара по дифференциальному манометру — через 2—5 мин и т. п.). Ответственные за посты наблюдений должны обеспечивать четкость записей и сохранность журналов наблюдений, для чего последние целесообразно держать в картонных «скоросшивателях» (папках) с нанесенными на их лицевой стороне номерами журналов (постов наблюдений).

1-4. ОСОБЕННОСТИ ИСПЫТАНИЙ, СВЯЗАННЫЕ С ПРОВЕРКОЙ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ВОДОПАРОВОГО ТРАКТА

1-4-1. Основные показатели надежности, контролируемые при стационарных режимах

Вопросы надежности оборудования котлоагрегатов обычно связывают с работой испарительных поверхностей нагрева, пароперегре-

вателей и барабанов. Кроме того, в условиях глубоких разгрузок котлоагрегатов с жидким шлакоудалением по условиям надежности необходимо проверять работу пода топки, на которой возможно накопление больших масс шлака. Для котлов с естественной циркуляцией надежность испарительных поверхностей нагрева контролируется на отсутствие застоя и опрокидывания циркуляции, допустимое значение ее кратности и отсутствие расслоения пароводяной смеси. Опускные элементы проверяются на отсутствие воронкообразования на входе в трубы и сноса пара из барабана в трубы. Надежность барабанов контролируется по их температурному режиму работы. Для прямоточных котлов вопросы надежности связаны в основном с температурным режимом труб, гидравлической и тепловой разверками, пульсациями потока и расслоением пароводяной смеси.

Для котлов всех типов температуры стенок поверхностей нагрева не должны превышать уровней, допустимых по условиям окалинообразования или изменения структуры металла (табл. 1-7).

Таблица 1-7

Предельно допустимые температуры наружной поверхности труб котлоагрегатов энергоблоков мощностью 150 МВт и выше

Марка стали	Продукты сгорания		
	высокосернистых и сернистых мазутов	эстонских сланцев	остальных энергетических топлив*
12Х1МФ	585	540	585
12Х2МФСР	585	540	585**
12Х2МФБ (ЭИ531)***	585	545	600
1Х11В2МФ (ЭИ756)	620	—	630
Х18Н12Т	610	610	640

* За исключением вновь разрабатываемых месторождений (по состоянию на 1973 г.).

** После отработки технологии и проверки в эксплуатации 595°С.

*** Применяется после согласования ТУ с Госгортехнадзором СССР.

Примечание. Расчетную температуру наружной поверхности экранных труб из стали 12Х1МФ, расположенных в зоне максимальных местных тепловых нагрузок $406 \cdot 10^3$ Вт/м² [$350 \cdot 10^3$ ккал/(м²·ч)] и выше, при сжигании сернистых мазутов действующие директивные материалы рекомендуют принимать не выше 545°С (с учетом запаса на межпромывочный период).

При этом следует подчеркнуть, что 12%-ные хромистые жаропрочные стали резко разупрочняются даже при сравнительно кратковременных отклонениях температур выше допустимых значений. Для котлоагрегатов электростанций с поперечными связями и энергоблоков мощностью до 150 МВт длительно допустимые температуры стенок труб не должны превышать:

Марки стали	Температура, °С	Марки стали	Температура, °С
10	450	15ХМ	570
20	450	12МХ	550
16М	540		

1-4-2. Методы проверки обеспечения критериев надежности

Проверка надежности испарительных поверхностей нагрева (контуров циркуляции) проводится с использованием следующих методов.

Котлоагрегаты с естественной циркуляцией

Отсутствие застоя циркуляции проверяется по скорости котловой воды в подъемных трубах, расчетные значения которой при стационарных режимах должны находиться в следующих пределах [67].

Трубные элементы	Пределы скоростей, м/с
Экраны, непосредственно введенные в барабан	0,5—1,5
Экраны, имеющие верхние коллекторы	0,2—1,0
Двусветные экраны	0,5—2,0
Экраны котлоагрегатов малой мощности	0,2—0,8
Первые три ряда труб первых кипятильных пучков	0,5—1,7
Остальные ряды труб первых кипятильных пучков	0,1—0,8
Второй и третий пучки кипятильных труб	0,1—0,5

Для измерения скоростей циркуляции используются напорные трубки ЦКТИ, ВТИ и Клеве, сведения о конструкциях и методах установки которых приведены в гл. 8.

В связи с тем что характеристики работы подъемных элементов циркуляционного контура связаны с работой его опускной части, при проверке отсутствия застоя следует измерять расход котловой воды по опускным трубам и на основе полученных данных составлять уравнения материального баланса, связывающего расходы в подъемной и опускной частях циркуляционного контура, кг/ч:

$$\Sigma G_п = \Sigma G_{оп},$$

или

$$3600\rho(w_{1п}f_{1п} + w_{2п}f_{2п} + \ldots + w_{nп}f_{nп}) = 3600\rho(w_{1оп}f_{1оп} + w_{2оп}f_{2оп} + \ldots w_{nоп}f_{nоп}), \quad (1\text{-}1)$$

где ρ — плотность котловой воды при температуре насыщения, соответствующей давлению пара в котлоагрегате, кг/м³; $w_{1п}$, $w_{2п}$ и т. д. — средние скорости котловой воды в каждой подъемной трубе, м/с. Значения этих скоростей определяются планиметрированием эпюр, строящихся для всех труб по значениям измеренных скоростей в отдельных трубах; $w_{1оп}$, $w_{2оп}$ — то же для опускных труб, м/с; $f_{1п}, f_{2п}, \ldots, f_{nп}$ и $f_{1оп}, f_{2оп}, \ldots, f_{nоп}$ — соответственно сечения подъемных и опускных труб проверяемого контура, м².

Правильность измерений контролируется по разнице указанного баланса, которая не должна превышать 5%:

$$\frac{\Sigma G_п - \Sigma G_{оп}}{\Sigma G_п} 100 \leqslant 5.$$

В режимах изменения нагрузок при постоянном давлении в котлоагрегате ненадежными по показателю застоя циркуляции считаются трубы, скорости в которых оказываются близкими к нулевой. Если же вектор скорости меняет свое направление очень быстро (мгновенно), то такой режим циркуляции не дает оснований для утверждения о наличии процесса застоя. Застой циркуляции возможен в режимах быстрого по времени снижения давления в котлоагрегате при постоянном расходе топлива (вследствие парообразования в опуск-

ных трубах), а также при повышении давления в режимах сброса нагрузки (вследствие аккумуляции тепла в воде и в металле подъемных труб, приводящей к неравномерности генерации пара в этих трубах).

В опытах по проверке влияния резкого изменения давления на отсутствие застоя циркуляции наибольшие возможные скорости изменения давления в первую минуту после нанесения возмущения не должны превышать:

Давление в котлоагрегате, МПа (кгс/см²)	Скорость изменения давления, кПа/с $\left(\frac{кгс}{см^2 \cdot с}\right)$
1,96—9,8	7,8—29,4
(20—100)	(0,08—0,3)
9,8—19,6	29,4—49
(100—200)	(0,3—0,5)

Для проверки режима по времени можно принимать следующее уменьшение влияния возмущения (в долях скорости изменения давления в первую минуту):

Время, прошедшее от момента нанесения возмущения, мин	Относительное значение скорости	Время, прошедшее от момента нанесений возмущения, мин	Относительное значение скорости
1	1	15	0,15
5	0,5	20	0,1
10	0,25		

Проверка на опрокидывание циркуляции проводится одновременно с проверкой отсутствия застоя. Показателями опрокидывания циркуляции являются смена вектора скорости по показаниям напорных трубок на противоположную в течение продолжительного времени (не на мгновение) и быстрый рост температуры стенки трубы в запариваемой зоне.

Отсутствие вихревых воронок над опускными трубами проверяется контролем минимальной высоты столба воды над входными сечениями опускных труб, при которой над ними не появляются вихревые воронки (рис. 1-5) (проверяется расчетом).

На рис. 1-5 $w_б$ — условная скорость воды в объеме барабана, определяемая по наименьшему сечению на пути ее поступления к проверяемым опускным трубам, м/с:

$$w_б = \frac{Dk}{3,6\rho f \cdot 10^3}, \qquad (1\text{-}2)$$

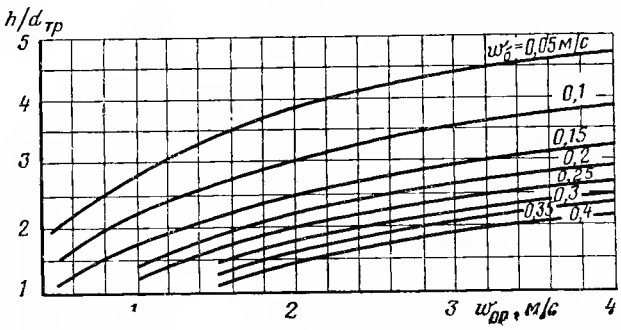


Рис. 1-5. Минимальная по условиям появления вихревых воронок высота уровня воды в барабане котлоагрегата над входом в опускную трубу.

где D — паропроизводительность котлоагрегата (отсека), кг/ч; k — средняя кратность циркуляции в котлоагрегате (отсеке), кг/кг; f — площадь сечения набегающего потока циркулирующей воды, поступающей к опускным трубам, м²; ρ — плотность воды на линии насыщения, кг/м³.

При продольном токе воды в барабане и отсутствии устройств, суживающих движение потока,

$$f = 0,39 d_б^2 \pm \Delta h d_б,$$

где $d_б$ — диаметр барабана, м; Δh — расстояние уровня воды от оси барабана, м.

При наличии сужений скорость подсчитывается по фактической площади сечения потока. При поперечном токе воды в барабане, м²:

$$f = hl,$$

где h — средняя высота от нижней образующей барабана или перегородки до среднего уровня воды, м; l — длина части барабана, в которой расположены проверяемые опускные трубы.

При установке над опускными трубами жалюзийных решеток [67] высота минимального уровня принимается уменьшенной против расчетной в 2 раза.

Отсутствие сноса пара в опускных трубах из барабана проверяется:

а) по отсутствию пульсационных изменений скоростей в опускных и подъемных трубах циркуляционного контура;

б) по отсутствию пульсационных изменений полезных напоров в контролируемом контуре.

Полезный напор, кгс/м²,

$$p_{пол} = \Delta h(\rho_ж - \rho_в) - H(\rho_в - \rho'), \qquad (1\text{-}3)$$

где $p_{пол}$ — полезный напор; Δh — показание дифференциального манометра (разность высот столбов рабочей жидкости); H — высота между трубками Нифера, с помощью которых измеряется статическое давление в барабане котлоагрегата и во входном коллекторе циркуляционного контура.

Проверка кратности циркуляции циркуляционных контуров (табл. 1-8), как правило, проводится на номинальной нагрузке.

По условиям надежности отдельных контуров циркуляции, особенно в схемах котлоагрегатов со ступенчатым испарением, может потребоваться также проверка кратности циркуляции при переходных режимах, связанных с изменением нагрузки котлоагрегата.

При определении кратности циркуляции часто нельзя прямым методом измерить количество пара, генерируемого контуром. Эта величина находится расчетным путем, кг/ч:

$$G_п = \frac{Q - G_в \Delta i}{r}; \qquad (1\text{-}4)$$

здесь $G_п$ — количество генерируемого пара, т/ч; Q — тепловосприятие контура, кДж/кг или ккал/кг, определяемое по тепловому расчету топки на основе полученных при испытаниях данных о расходе топлива и

Таблица 1-8

Ориентировочные средние значения кратностей циркуляции для котлоагрегатов с естественной циркуляцией

Тип котлоагрегата	Давление, МПа (кгс/см²)	Паропроизводительность, т/ч	Кратность циркуляции
Сверхвысокого давления	13,8—18,1 (141—185)	200—650	8—5
Высокого давления	От 7,85 до 13,7 (от 80 до 140)	80—250	14—6
Среднего давления:			
однобарабанные	3,43—7,85 (35—80)	40—200	30—20
двухбарабанные	1,47—3,43 (15—35)	30—200	65—45
трехбарабанные	1,47—3,43 (15—35)	30—200	55—35
Малой мощности с малым кипятильным пучком	2,94—4,4 (30—45)	10—40	35—25

других показателях, позволяющих рассчитывать тепловой баланс топки. При исследовательских испытаниях тепловосприятие может быть определено прямыми измерениями путем использования труб-калориметров, включаемых на автономное питание, с измерением расхода и прироста температуры воды. При этом должен вноситься поправочный коэффициент на разницу температур воды в экранных трубах и в трубе-калориметре; $G_в$ — количество воды, поступающее в проверяемый контур, кг/ч; Δi — недогрев воды до кипения в барабане, кДж/кг или ккал/кг:

$$\Delta i = \frac{i' - i''_{в.э}}{k_{ср}},$$

где i' — энтальпия жидкости на линии насыщения, кДж/кг (ккал/кг); $i''_{в.э}$ — энтальпия воды на выходе из водяного экономайзера (перед барабаном), кДж/кг (ккал/кг); $k_{ср}$ — кратность циркуляции, средняя в котлоагрегате:

$$k_{ср} = G_{оп}/D_к;$$

в этом выражении $G_{оп}$ и $D_к$ — соответственно суммарный расход воды по всем опускным трубам и паропроизводительность котлоагрегата, кг/ч; r — теплота парообразования, кДж/кг или ккал/кг.

Проверка отсутствия расслоения пароводяной смеси производится в слабонаклонных (менее 15°) парообразующих трубах. В этих трубах, начиная с некоторых значений скоростей потока, водяная пленка на верхней части их периметра исчезает и температура данных участков значительно возрастает. По условиям надежности для таких труб массовые скорости не должны быть ниже значений, показанных на рис. 1-6. Здесь ρ — плотность среды, кг/м³; w — линейная скорость потока, м/с:

$$w = \frac{G}{3{,}6\rho F \cdot 10^3} = \frac{Gv}{3{,}6F \cdot 10^3}, \qquad (1\text{-}5)$$

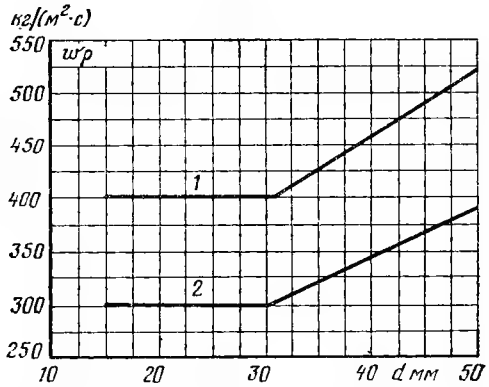


Рис. 1-6. Минимальные массовые скорости потока в горизонтальных и слабонаклоненных трубах.

1 и *2* — соответственно радиационная и конвективная поверхность.

где v — удельный объем, м³/кг; F — площадь сечения трубы, м²; d — внутренний диаметр трубы, м.

Для определения расслоения на проверяемых парообразующих трубах устанавливаются температурные вставки или поверхностные термопары (последние — на короткое время), с помощью которых измеряется по верхней и нижней образующим температура металла в нескольких сечениях по длине трубы. О наличии или отсутствии процесса расслоения судят по разнице или совпадению температур в контролируемых точках одного сечения.

Проверка надежности барабанов котлоагрегатов требуется для оценки ресурса времени до начала массового образования трещин на кромках его отверстий. При этом по данным ВТИ основными причинами появления переменных (циклических) режимов нагружения барабанов являются глубокие изменения давления, характерные для работы котлоагрегата в регулировочном диапазоне нагрузок при скользящем давлении, и напряжения, возникающие в режиме пуск-останов. В связи с необходимостью комплексного подхода к этому вопросу материалы по нему приведены в гл. 2, где изложены особенности испытаний при пусковых режимах.

Прямоточные котлоагрегаты

Температурный режим труб (змеевиков) характеризуется коэффициентом температурной разверки — отношением температуры среды ($t^{т}_{к}$, °С) на выходе из разверенной трубы к средней температуре ($\bar{t}_к$, °С) на выходе из циркуляционного элемента, в который входит разверенная труба:

$$P_т = \frac{t^{т}_{к}}{\bar{t}_к}. \qquad (1\text{-}6)$$

Контроль температурного режима поверхностей нагрева ведется по показаниям поверх-

ностных термопар, специально устанавливаемых на выходе змеевиков НРЧ, СРЧ и ВРЧ, а также с помощью температурных вставок для измерения в обогреваемой зоне температуры металла лобовой и тыльной частей экранных труб. При применении газоплотных плавниковых экранов, кроме указанных выше показателей надежности, необходимо дополнительно проверять температурные условия работы межтрубных перемычек, на которые воздействуют высокие тепловые потоки и собственное несимметричное температурное поле вследствие прохождения через смежные трубы среды разного температурного уровня. В особенно тяжелые условия попадает лобовая образующая перемычки. Для температурного контроля таких экранов необходимо применять специальные температурные вставки (см. гл. 6). В практике зарубежных испытаний точки измерения температур выбираются исходя из наличия разностей температур свыше 5°С между соседними трубами. При этом широко применяются дифференциально включенные термопары.

Гидравлическая разверка характеризуется отношением расхода среды $G_т$ в отдельной трубе (витке) к среднему расходу $\bar{G}$ в трубах элемента:

$$P_г = \frac{G_т}{\bar{G}}. \qquad (1\text{-}7)$$

При равенстве диаметров всех труб

$$P_г = \frac{(w\rho)_т}{\overline{w\rho}}, \qquad (1\text{-}8)$$

где $(w\rho)_т$ и $\overline{w\rho}$ — соответственно массовая скорость в разверенной трубе (змеевике) и средняя массовая скорость в трубах элемента, кг/(м²·с).

Для котлоагрегатов сверхкритического давления расчетные массовые скорости при номинальной нагрузке должны соответствовать следующим значениям, кг/(м²·с):

Топливо	НРЧ	ВРЧ
Мазут	2500	1500—2000
Угли (включая АШ)	2000	1000—1500
Газ	1500	1000

Эти значения при наличии рециркуляции газа допускается уменьшать примерно на 20%.

Гидравлическая разверка определяется путем измерения расхода на входе в отдельные трубы с использованием индивидуальных расходомерных устройств — напорных трубок или дроссельных шайб (см. гл. 8).

При расчетной оценке устойчивости и гидродинамической характеристике парогенерирующих витков исходят из значения их тепловой разверки. Последняя характеризуется коэффициентом тепловой разверки — отношением приращения энтальпии ($\Delta i_т$, кДж/кг) в отдельной трубе (витке) к среднему ($\overline{\Delta i}$, кДж/кг) приращению ее в элементе:

$$P_q = \frac{\Delta i_т}{\overline{\Delta i}}.$$

Для определения тепловой разверки необходимо знать энтальпию на выходе из каждого витка. Прямыми измерениями ее можно определить лишь переведя часть змеевиков в режим труб-калориметров с автономным питанием, что осуществляется лишь в отдельных специальных исследованиях.

Проверка отсутствия общекотловой и межвитковой пульсации потока. Причинами возникновения общекотловой пульсации могут быть:

а) резкие возмущения режима колебаниями расхода топлива, пара, воды и давления (данный тип пульсаций является затухающим);

б) неустойчивость системы питательный насос — гидравлический тракт — система регулирования. Параметры обеспечения устойчивости работы такой системы подбираются при расчете системы регулирования.

Возможность возникновения межвитковой незатухающей пульсации потока определяется уровнем тепловой нагрузки, массовой скорости и давления среды, а также соотношением гидравлических сопротивлений парообразующей и экономайзерной частей контура. Увеличение давления и массовой скорости исключают пульсацию; остальные факторы имеют обратное влияние. В связи с тем что фазы колебаний расходов, как правило, не совпадают, межвитковая пульсация внешне не нарушает общей устойчивости работы котлоагрегата. В то же время этот тип пульсации может вызывать повреждения труб в результате перегрева или переменных температурных напряжений.

Пульсация расхода определяется с помощью измерительных дроссельных шайб или напорных трубок, устанавливаемых на входе в витки и подключаемых к самопишущим дифференциальным манометрам. По результатам записей строятся для каждого витка графики изменения расхода воды по времени и по ним устанавливаются амплитуда и частота пульсации потока. Данные измерений межвитковой пульсации являются основой и для определения характера общекотловой пульсации.

Контроль температурного режима стенок труб пароперегревателей осуществляется непосредственным измерением температур на обогреваемых участках змеевиков по температурным вставкам и сопоставлением их с допустимой температурой для марки стали, из которой выполнена поверхность нагрева.

Допустимой амплитудой колебаний температур, выше которой возникают усталостные явления в металле и быстрое разрушение поверхностной пленки окислов принято считать 80°С. Контроль колебаний температур обеспечивается регистрацией указанных измерений с помощью автоматических потенциометров или в особо ответственных случаях — осциллографов. Проверка надежности работы труб пароперегревателей должна осуществляться в зонах наивысших температур пара и максимальных местных тепловосприятий. Для ширмовой части пароперегревателя наиболее высокая температура металла соответствует, как правило, участкам труб, непосредственно освещенным из топки и выходным

участкам наиболее разверенных труб. В первом случае высокая температура металла обусловливается значительной плотностью теплового потока и соответственно большой разницей температур стенки и пара, а во втором — наиболее высокой температурой пара. При этом следует иметь в виду, что в ряде случаев ширмы, располагаемые по краям газохода, имеют меньшую температуру пара на выходе, чем центральные ширмы.

При оценке надежности гидравлического режима пароперегревателей следует ориентироваться на расчетные средние значения массовых скоростей пара, которые для номинальной паропроизводительности составляют. кг/(м² · с):

Для конвективных перегревателей свежего пара	500
Для промежуточных конвективных перегревателей пара	300
Для ширмовых элементов	800—1100
Для настенных радиационных перегревателей	1000—1500

Надежность работы водяного экономайзера зависит от расхода воды в его трубах и равномерности ее распределения по змеевикам. Нарушение нормального охлаждения горизонтальных и слабо наклоненных труб кипящих экономайзеров может быть связано с расслоением в них потока. Вопросы контроля гидравлического и температурного режимов водяных экономайзеров по существу не отличаются от рассмотренных выше.

Для котлоагрегатов с естественной циркуляцией и прямоточных выбор мест и точек измерений с целью проверки надежности работы поверхностей нагрева водопарового тракта определяется в каждом конкретном случае отдельно, исходя из гидравлического расчета котлоагрегата, его конструкции, вида топлива, результатов проведения аналогичных работ на подобных или близких по конструкции котлоагрегатах и из опыта экспериментатора.

1-5. ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ОПЫТЫ

1-5-1. Общая характеристика

Рассматриваемые опыты проводятся с целью выявления общей картины работы котлоагрегата и проверки предварительных выводов, составленных по данным отчетной и другой технической документации, а также личного ознакомления с эксплуатацией на этапе организации испытаний и подготовительных работ. Эти опыты могут совмещаться по времени или проводиться последовательно, так как они являются по существу предварительными наблюдениями и не требуют взаимной технологической увязки.

Перед началом проведения данной серии опытов необходима проверка возможности нагружения котлоагрегата до номинальной его паропроизводительности по принятой в эксплуатации технологии. Это позволит определить диапазон и ступени изменений нагрузок на период тарировок, определения присосов воздуха, скоростей потоков воздуха и аэросмеси в горелках. Одновременно будет выявлено влияние роста нагрузки на шлакование агрегата, изменение температурного режима его поверхностей нагрева, а также температур свежего и вторично перегретого пара. В данном опыте нагружение котлоагрегата должно проводиться от принятой в эксплуатации минимальной нагрузки регулировочного диапазона ступенями по 0,1—0,2 номинальной. Длительность поддержания режима на каждой ступени нагрузки определяется временем проведения указанных измерений с момента стабилизации основных показателей работы котлоагрегата (температуры уходящих газов, температуры перегрева пара, избытка воздуха и разрежения в топке). Период стабилизации зависит от вида сжигания топлива и конструкции котлоагрегата: у пылеугольных котлоагрегатов обычно стабилизация наступает по истечении 2—3 ч, у газомазутных — в более короткие сроки.

Объем контролируемых параметров определяется руководителем испытаний по местным условиям, записи в журналы наблюдений ведутся через 10—15 мин в течение всего опыта при переходных и стабилизировавшихся режимах с отметками времени начала перехода на новую ступень нагрузки. При обработке материалов для учета принимаются только данные последнего часа каждого режима.

Котлоагрегат энергоблока должен работать при расчетной температуре питательной воды, определяемой соответствующей нагрузкой турбины, а котлоагрегат электростанции с поперечными связями — с постоянной температурой питательной воды. Отклонение от этих условий может отразиться на результатах испытаний, так как температура питательной воды влияет как на температуру перегрева пара, так и на температуру уходящих газов.

Влияние изменения температуры питательной воды на потери с уходящими газами характеризуется зависимостью

$$\Delta q_2 = \pm k \Delta t_{\text{п.в}},$$

где k — коэффициент, зависящий от вида топлива, присосов воздуха и типа котлоагрегата.

Для котлоагрегатов типа БКЗ-210-140-Ф при неизменной нагрузке указанный коэффициент имеет следующие значения:

Топливо	
Бурые каменные угли	0,013—0,014
Донецкий АШ	0,012
Мазут и природный газ	0,010—0,011

Перед проведением опыта целесообразно также определить паропроизводительность котлоагрегата при работе его тягодутьевых устройств поочередно на низких (первых) частотах вращения роторов двухскоростных электродвигателей с тем, чтобы при проведении последующих измерений учесть особенности работы оборудования в этих режимах. Знание этой нагрузки котлоагрегата важно в связи с тем, что переход с низкой частоты вращения ротора электродвигателей на высокую, как правило, существенно (до 10% и более) повышает удельный расход электроэнергии на тягу и дутье.

1-5-2. Измерения и определения при предварительных опытах

Тарировки пылегазовоздухопроводов. Вопросы тарировок подробно рассмотрены в последующих материалах применительно к методам отборов проб и измерений температур, расходов, состава газов. Как правило, тарировки проводятся при номинальных или близких к ним нагрузках; в ряде случаев тарировки проводятся и при меньших нагрузках (работа при одном из двух дымососов, на низкой частоте вращения ротора привода и т. п.).

Проверка распределения топлива по горелкам. Равномерность распределения топлива по горелкам проверяется контролем работы питателей пыли (в схеме пылеприготовления с промежуточным бункером) и питателей сырого угля (в схеме с непосредственным вдуванием). У пылеугольных котлоагрегатов прежде всего должна быть проверена идентичность частот вращения электродвигателей привода питателей пыли в заданном диапазоне их работы. Для питателей пыли, управляемых от автоматических бесступенчатых систем регулирования (СБР), заданная частота вращения проверяется при одинаковых показаниях указателей положения (УП) изменением напряжения на якорях электродвигателей с помощью дроссельно-выпрямительных преобразователей, а для старых систем регулирования — при одинаковых положениях траверс реостатов электродвигателей питателей. Перед проверкой работы питателей необходимо ознакомиться с данными специального журнала [36], в котором регистрируются сведения о неисправностях, повреждениях и отклонениях в режиме работы СБР и влиянии их на режим работы котлоагрегата, а также о результатах корректировок частот вращения электродвигателей после периодических проверок их работы. Допускаемая разбежка частот вращения питателей пыли не должна превышать ±3—5% при частоте вращения электродвигателей 102—122 рад/с (970—1170 об/мин).

Следует иметь в виду, что современные лопастные питатели пыли выбираются не по максимальной, а по нормальной рабочей их подаче, которая на 40% выше марочной. При этом обеспечивается возможность подбора питателей с отклонением ±8,5% марочной подачи от потребной со сменой дозирующих колес и ±18% — без их смены, соответственно с отклонением относительного максимума подачи до 129 и 118% расчетной. Максимальная подача этими питателями достигается при частоте вращения 157 рад/с (1500 об/мин) [60].

В процессе ведения опытов должна поддерживаться равная подача топлива в параллельно работающие мельницы, так как иначе возможна разверка подачи пыли и воздуха по питаемым мельницами группам горелок.

Контроль распределения жидкого топлива по горелкам осуществляется стендовой предварительной тарировкой форсунок по производительности и качеству распыливания, а также установкой индивидуальных или групповых диафрагм; последнее относится и к контролю распределения по горелкам газообразного топлива.

Проверка распределения воздуха по горелкам. Контроль расходов первичного воздуха по горелкам в схемах с промежуточными бункерами осуществляется с помощью либо диафрагм толщиной 10 мм, устанавливаемых в пылевоздухопроводах на участке до места присоединения к ним течек от питателей пыли, либо цилиндрических термодатчиков ВТИ, свободных от недостатков, присущих напорным трубкам при измерении запыленных потоков. Эти же устройства целесообразно устанавливать в пылевоздухопроводах, идущих к горелкам от размольных устройств, работающих по схеме прямого вдувания. Расход незапыленного вторичного воздуха можно измерять с применением средств и приемов, изложенных в гл. 8.

Снятие предварительных характеристик котлоагрегатов с цепными решетками. Для обеспечения необходимых режимов варьированием скоростей цепной решетки необходимо снять зависимость изменения скорости решетки от положения регулирующих органов. Скорость измеряется, например, путем непосредственного отсчета времени прохождения выделенного участка решетки между отметками на расстоянии 1—2 м на неподвижной части топки. Обеспечение надежной работы решетки в период испытаний проверяется до начала опытов снятием зависимости нагрузки электродвигателей привода решетки от ее скорости. Эта характеристика снимается с использованием амперметров (при возможности ватт-

метров) на холостом ходу при холодной топке дважды — от минимальной к максимальной скорости и наоборот. В этот же период проверяется плотность шиберов зонного дутья, например, путем нанесения порошка мела на решетку и постановкой зон под давление воздуха при закрытых зонных шиберах. Одновременно контролируется отсутствие перетоков воздуха между зонами и расходы его на зоны с применением напорных трубок или анемометров.

Определение присосов воздуха в котельный агрегат. Плотность топки, газоходов и пылеприготовительных установок оказывает большое влияние на экономичность работы котлоагрегата и эффективность его автоматизации. Приближенно на каждые 5% увеличения присосов воздуха к. п. д. котлоагрегата снижается на 0,5—1%. Поэтому при любых испытаниях котельных агрегатов перед проведением режимных или балансовых опытов необходимо произвести измерение присосов в котлоагрегат и в пылесистемы, сравнивать их с нормативными (расчетными) и при необходимости уплотнить агрегат.

Присосы воздуха по газовому тракту котлоагрегата определяются по результатам одновременного анализа газов — определением RO_2 в газоходах между отдельными поверхностями нагрева (пароперегревателей, водяного экономайзера, воздушного подогревателя), золоуловителя и дымососа. При этом проводятся измерения нагрузки котлоагрегата и параметров пара.

Присосы воздуха в газоходы конвективных поверхностей подсчитываются как разница коэффициентов избытка воздуха на отдельных участках.

Например, присос воздуха на участке водяного экономайзера:

$$\Delta\alpha_{в.э} = \alpha''_{в.э} - \alpha'_{в.э}, \qquad (1\text{-}9)$$

где $\alpha'_{в.э}$ и $\alpha''_{в.э}$ — соответственно избыток воздуха перед и за водяным экономайзером.

Методика подсчета $\Delta\alpha$ по RO_2 приведена в гл. 9.

Присос воздуха в целом по котлоагрегату (пылесистема, топка и газоходы) можно определить на основе воздушного и теплового балансов воздушного подогревателя (при наличии ступенчатой схемы движения воздуха — по первой ступени воздушного подогревателя). При определении присосов воздуха по этому методу проводятся следующие измерения: нагрузка котлоагрегата, параметры пара, содержание RO_2 до и после воздушного подогревателя, температура дымовых газов до и после воздушного подогревателя ($T'_{в.пд}$, $T''_{в.пд}$) и температура воздуха на входе и выходе из воздушного подогревателя ($t'_{в.пд}$, $t''_{в.пд}$).

Присос воздуха по котельному агрегату можно найти по следующей формуле:

$$\Delta\alpha_{к.а} = \frac{\alpha'_{в.пд} + \alpha''_{в.пд}}{2} - \varphi = \Delta\alpha_{прс} + \Delta\alpha_{т} + \Delta\alpha_{газ}, \qquad (1\text{-}10)$$

где φ — отношение количества воздуха, прошедшего через воздушный подогреватель, к теоретически необходимому количеству воздуха для горения; $\Delta\alpha_{прс}$ — присос воздуха в системе пылеприготовления; $\Delta\alpha_{т}$ — то же в топке; $\Delta\alpha_{газ}$ — то же в газоходах, включая воздушный подогреватель.

Соотношение между количеством воздуха, прошедшим через воздушный подогреватель, и теоретически необходимым можно установить по тепловому балансу:

$$\varphi = \frac{T'_{в.пд} - T''_{в.пд}}{t'_{в.пд} - t''_{в.пд}} \left[\frac{\alpha V^0_{с.г} c_{с.г}}{V_0 c_в} + \frac{V_{в.п} c_{в.п}}{V_0 c_в} \right], \qquad (1\text{-}11)$$

где $\alpha = \frac{\alpha'_{в.пд} + \alpha''_{в.пд}}{2}$ — средний избыток воздуха в воздушном подогревателе; $V^0_{с.г}$ — объем сухих газов (при $\alpha=1$), м³/кг, V_0 — теоретически необходимое количество воздуха, м³/кг; $V_{в.п}$ — объем водяных паров, м³/кг; $c_{с.г}$, $c_{в.п}$, $c_в$ — соответственно теплоемкости сухих газов, водяных паров и воздуха, Дж/(м³·°С) или ккал/(м³·°С).

Здесь и далее объемы и теплоемкости имеют размерности, соответствующие нормальным физическим условиям (t=0°С, p=0,101 МПа=760 мм рт. ст.). Таким образом, все величины, входящие в указанное уравнение, измеряются или являются известными для данной марки сжигаемого топлива. Точность определения $\Delta\alpha_{к.а}$ по этому методу равна ±3—5%.

Определить присосы воздуха в топочную камеру можно четырьмя методами:

1. *Определение присосов воздуха в топку по воздушному балансу.* Сумма присосов в топку и газоход пароперегревателя, м³/ч,

$$\Delta Q_{пр} = BV_0\alpha''_{пп} - Q_{орг}, \qquad (1\text{-}12)$$

или, %,

$$\Delta\alpha = \alpha''_{пп} - \frac{Q_{орг}}{BV_0}, \qquad (1\text{-}13)$$

где B — расход топлива, определенный либо непосредственным взвешиванием, либо по обратному балансу, кг/ч; $\alpha''_{пп}$ — коэффициент избытка воздуха за пароперегревателем; $Q_{орг}$ — расход организованно подаваемого в топку воздуха, м³/ч.

Определение присосов воздуха по воздушному балансу требует проведения всех трудоемких измерений, необходимых для сведения теплового баланса котельного агрегата. Абсолютная погрешность данного метода может быть не ниже 5% теоретически необходимого количества воздуха и поэтому использовать его не рекомендуется.

2. *Определение присосов воздуха в топку и в газоход пароперегревателя по разнице избытков воздуха на выходе из топки при работе ее с нормальным разрежением и с избы-*

точным давлением (метод ЮО ОРГРЭС). Присосы по этой методике, %:

$$\Delta\alpha = \alpha^{р}_{пп} - \alpha^{д}_{пп}, \qquad (1\text{-}14)$$

где $\alpha^{р}_{пп}$ и $\alpha^{д}_{пп}$ — соответственно избытки воздуха за пароперегревателем при разрежении и давлении в топке.

Опыт проводится при нагрузке, равной примерно 0,8 номинальной, и неизменном расходе воздуха через воздушный подогреватель (контролируется по дифференциальному тягонапорометру, измеряющему сопротивление воздухоподогревателя). Анализ газов на RO_2 проводится в сечении за пароперегревателем, разрежение измеряется внизу холодной воронки. Избыток воздуха желательно поддерживать равным примерно 1,3 с целью предупреждения появления химической неполноты сгорания.

Проведя указанные измерения при работе топки с принятым в эксплуатации разрежением, прикрывают дистанционно направляющий аппарат дымососа до появления в нижней части топки (холодной воронке) нулевого давления. После этого для поддержания неизменного расхода воздуха через воздушный подогреватель подгружают дутьевой вентилятор с тем, чтобы сопротивление воздушного тракта подогревателя оставалось на первоначальном уровне, так как повышение давления в топке уменьшает подачу организованного воздуха. На новом режиме работы топки под давлением (длительность режима практически не превышает 5—7 мин) проводят те же, что и в предыдущем режиме измерения, по полученным значениям RO_2 подсчитывают избытки воздуха и по формуле (1-14) определяют присосы воздуха.

Для поддержания неизменного расхода топлива в топку опыт должен проводиться при отключенных устройствах автоматики горения и разрежения. При сжигании газообразного или жидкого топлива его расход следует контролировать по показаниям соответствующих расходомеров. Определение RO_2 целесообразно проводить по быстро отобранным в аспираторы пробам газа с тем, чтобы проведение анализа не удлиняло работу котлоагрегата в режиме с давлением в топке, поскольку при этом возможен нагрев каркаса и балок перекрытия котлоагрегата.

Абсолютная погрешность определения присосов воздуха данным методом составляет ±4÷5% теоретически необходимого количества воздуха.

Основным недостатком этого метода является необходимость постановки топки под давление, что не всегда удобно по условиям загазованности помещения котельной, а при сжигании сернистых топлив вообще недопустимо.

3. *Определение присосов воздуха в топку, газоход пароперегревателя и в пылеприготовительную установку упрощенным методом по перепаду давлений в воздушном подогревателе.* Присос воздуха по этому методу, %,

$$\Delta\alpha = \alpha''_{пп} - K\frac{V_{г.в}}{D_к}, \qquad (1\text{-}15)$$

где $D_к$ — паропроизводительность котлоагрегата, т/ч; $V_{г.в}$ — количество горячего воздуха на выходе из воздухоподогревателя по измеренному его сопротивлению с использованием предварительной тарировки, м³/ч; K — коэффициент:

$$K = \frac{\eta^{бр}_{к.у} Q^{р}_{н}}{\Delta i V_0 \left(\frac{100 - q_4}{100}\right)},$$

где Δi — разность теплосодержаний перегретого пара и питательной воды, кДж/кг (ккал/кг); $\eta^{бр}_{к.у}$ — к. п. д. брутто котельной установки, %; q_4 — потери тепла от механической неполноты сгорания, %; $Q^{р}_{н}$ — удельная теплота сгорания, кДж/кг (ккал/кг).

Этот метод при кажущейся простоте неточен, требует наличия тарировочных характеристик воздухоподогревателя.

Абсолютная погрешность определения суммы присосов воздуха в топку, газоход пароперегревателя и пылесистему по этому методу равна ±6% теоретически необходимого для горения воздуха.

4. *Определение присосов воздуха в топку и газоход пароперегревателя упрощенным методом в зависимости от поддерживаемого в топке разрежения (метод ЮО ОРГРЭС).* Необходимые измерения при этом (рис. 1-7): сопротивление воздухоподогревателя по воз-

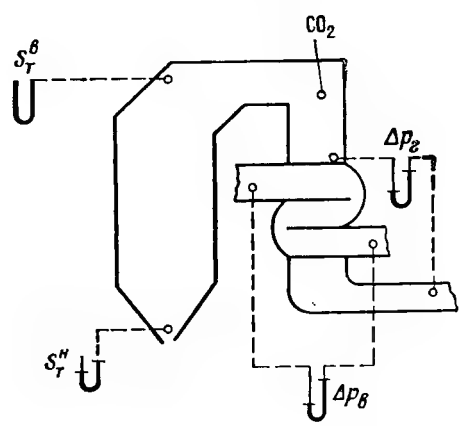


Рис. 1-7. Схема измерений при определении присосов воздуха в топку и газоход пароперегревателя котлоагрегата упрощенным методом ЮО ОРГРЭС.

душной стороне и газового тракта (от пароперегревателя до воздухоподогревателя включительно), измеряемые U-образными тягомерами, разрежение вверху $s^{в}_{т}$ и внизу топки $s^{н}_{т}$, измеряемое микроманометрами с точностью не ниже 0,2 кгс/м², и содержание RO_2 в дымовых газах за пароперегревателем.

Для проведения измерений автоматические регуляторы топлива и воздуха отключают от главного регулятора, отключается также автоматика разрежения. Первому режиму котлоагрегата соответствуют нагрузка примерно 80% номинальной, избыток воздуха в топке $\alpha_т = 1{,}3 \div 1{,}4$ и нормально принятое в эксплуатации разрежение в топке. Последующие режимы снимают при неизменной нагрузке, но при повышении разрежения вверху топки поочередно до уровня округленно 5, 100, 150, 200 Па (0,5, 10, 15 и 200 кгс/м²) путем подгружения дымососа. При каждом новом значении разрежения в топке несколько прикрываются направляющие аппараты дутьевых вентиляторов с целью поддержания постоянства расхода воздуха через воздухоподогреватель (поддержания постоянства сопротивления воздухоподогревателя). Длительность выдерживания каждого режима определяется временем одной-двух записей показаний приборов. По снятым значениям разрежения в топке и сопротивления газового тракта $\Delta p_г$ строят график (рис. 1-8, левая часть), после чего полученную прямую экстраполируют вправо в область работы топки под давлением. Затем в правой части графика по оси абсцисс откладывают значение разности разрежений ΔH вверху и внизу топки, снятое при эксплуатационном разрежении; переходя на кривую и далее на ось ординат, находят значение сопротивления газового тракта $\Delta p_д$, которое соответствовало бы работе топки под давлением. Значение присосов воздуха в топку и газоход пароперегревателя подсчитывают по эмпирической формуле, %:

$$\Delta\alpha = \frac{\alpha''_{пп}}{2}\left(1 - \sqrt{\frac{\Delta p_д}{\Delta p_0}}\right), \qquad (1\text{-}16)$$

где Δp_0 — сопротивление газового тракта при эксплуатационном (первом) режиме.

Учитывая, что относительное значение присосов воздуха обратно пропорционально нагрузке, полученное значение $\Delta\alpha$ приводят к номинальной нагрузке по соотношению

$$\Delta\alpha_{ном} = \Delta\alpha \frac{D}{D_{ном}}, \qquad (1\text{-}17)$$

где D и $D_{ном}$ — соответственно нагрузка во время опыта и номинальная.

Абсолютная погрешность определения присосов воздуха данным методом равна ±3,5—5% теоретически необходимого количества

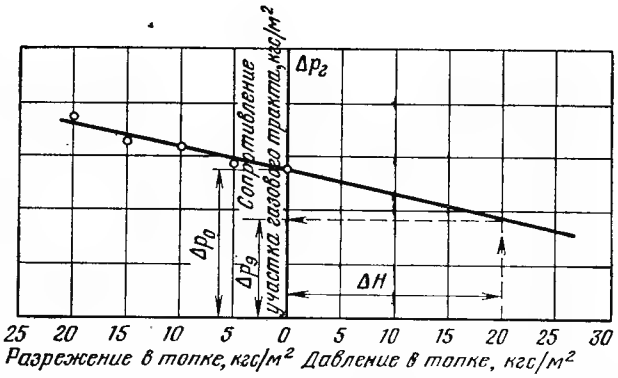


Рис. 1-8. График определения сопротивления газового тракта котлоагрегата при условной работе топки под давлением.

воздуха. Этот метод позволяет определять присосы воздуха за 10—15 мин. Он применим также при использовании автоматических стационарных газоанализаторов на кислород [28].

Определение присосов воздуха в регенеративные вращающиеся воздушные подогреватели (РВВ). Присосы воздуха в РВВ складываются из присосов в уплотнениях (периферийных и радиальных) и из переноса части воздуха в газы при вращении подогревателя. Одновременно в РВВ с периферийными уплотнениями происходят утечки воздуха в атмосферу через эти уплотнения и уплотнения ступиц ротора (рис. 1-9).

Присосы воздуха через периферийные и радиальные уплотнения определяются по разности коэффициентов избытка воздуха после и до РВВ, за вычетом переноса воздуха $\Delta\alpha_{пер}$ набивкой ротора:

$$\Delta\alpha_{РВВ} = \alpha''_{РВВ} - \alpha'_{РВВ} - \Delta\alpha_{пер}.$$

В связи с тем что за РВВ поле в сечении газохода неравномерно по составу дымовых газов, более целесообразно определять избыток воздуха не непосредственно за РВВ, а за дымососом, где уходящие газы достаточно хорошо перемешаны.

Перенос (переток) воздуха, % [68]:

$$\Delta\alpha_{пер} = \frac{60mn\left(\frac{\pi}{4}d^2H - \mu\frac{G}{\rho}\right)\frac{273}{273+t}}{\frac{D_к V_г}{u}}100, \qquad (1\text{-}18)$$

где m — число роторов РВВ на котлоагрегат; n — частота вращения ротора, об/мин; d — диаметр ротора, м; H — высота ротора, м; $D_к$ — паропроизводительность котлоагрегата; G — масса набивки, т; ρ — плотность набивки, т/м³; t — средняя температура набивки, °С;

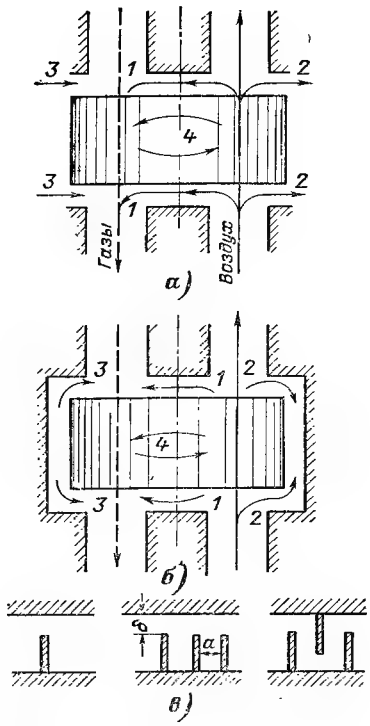


Рис. 1-9. Схема перетоков, присосов воздуха и утечек в РВВ [13].

а — РВВ без обшивки; *б* — РВВ с плотным кожухом; *1* — переток; *2* — утечки; *3* — присосы; *4* — перенос; — — — — дымовые газы, ——— — воздух.

u — испарительность топлива, кг/кг; $V_г$ — теоретический объем дымовых газов, м³/кг, при t=0°С и p=0,101 МПа (760 мм рт. ст.); μ — коэффициент увеличения объема набивки из-за загрязнения.

В упрощенном виде эта формула имеет вид:

$$\Delta\alpha_{пер} = 4400\frac{mn}{D_к}\left(\frac{\pi}{4}d^2H - \frac{G}{\rho}\right). \qquad (1\text{-}18а)$$

Утечки воздуха через периферийные уплотнения определить очень трудно. Однако при испытаниях по III категории сложности утечки можно ориентировочно оценить по площади сечения неплотностей периферийных уплотнений и перепаду давления между наружной и внутренней (воздушной) сторонами РВВ. В связи с тем что присосы в РВВ зависят от перепада давлений между воздушным и газовым потоками, значения этих присосов необходимо определять на номинальной, минимальной и средней нагрузках котлоагрегата. Основная формула должна применяться при приемо-сдаточных испытаниях, упрощенная — при других видах испытаний.

Определение присосов воздуха в пылесистемы. Измерение присосов воздуха проводится только в установках с промежуточными бункерами. В схемах с прямым вдуванием, работающих, как правило, с наддувом или незначительным разрежением, присосы воздуха могут не учитываться, так как не оказывают заметного влияния на экономичность котельного агрегата.

При сушке топлива дымовыми газами присосы воздуха определяются газовым анализом на различных участках пылесистемы, %,

$$\Delta\alpha_{прс} = \frac{RO'_2 - RO''_2}{RO''_2}100, \qquad (1\text{-}19)$$

где RO'_2 и RO''_2 — средние содержания RO_2 соответственно в начале и в конце исследуемого участка, %.

При сушке горячим воздухом присосы определяются непосредственным измерением расходов воздуха на входе в мельницу и перед мельничным вентилятором или на выходе из него, м³/ч,

$$\Delta Q_{прс} = Q - Q_0 - Q_{в.п}; \qquad (1\text{-}20)$$

здесь Q — количество воздуха перед мельничным вентилятором или в конце исследуемого участка, м³/ч; Q_0 — количество горячего воздуха, поступающего в мельницу или в начале исследуемого участка, м³/ч; $Q_{в.п}$ — количество водяных паров из системы пылеприготовления, м³/ч:

$$Q_{в.п} = \frac{B}{0{,}805}\,\frac{W^р - W^р_п}{100W^р_п}, \qquad (1\text{-}21)$$

где $W^р$ и $W^р_п$ — соответственно влажность на рабочую массу топлива и пыли, %.

Присосы холодного воздуха в долях сушильного агента

$$\Delta\alpha_{прс} = \frac{Q - Q_0 - Q_{в.п}}{Q_0} = \frac{\Delta Q_{прс}}{Q_0}. \qquad (1\text{-}22)$$

1-6. ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РЕЖИМНЫМ И БАЛАНСОВЫМ ИСПЫТАНИЯМ

Основные общие положения организации режимных и балансовых опытов сводятся к следующему:

к проведению режимных и балансовых опытов следует приступать только после устранения недостатков, выявленных при анализе результатов предварительных опытов. Целесообразно в этот период реализовать на котлоагрегате также и необходимые реконструктивные мероприятия с тем, чтобы результаты трудоемких и дорогостоящих испытаний распространялись на достаточно продолжительный период работы агрегата;

в период проведения опытов на котлоагрегат должно подаваться только то топливо, на котором предусмотрено выполнение программы испытаний;

Таблица 1-9

Продолжительность опытов и условия работы котлоагрегата до и между отдельными режимами испытаний

Наименование показателей	Категория сложности испытаний		
	I	II	III
Продолжительность работы котлоагрегата от растопки до начала испытаний:			
для котлоагрегатов с камерными топками и с облегченной (натрубной, накаркасной) обмуровкой	Не менее 60 ч*	36 ч	36 ч
для котлоагрегатов старых типов с толстой кирпичной обмуровкой	Не менее 72 ч	48 ч	48 ч
для котлоагрегатов с механическими решетками	24 ч	24 ч	24 ч
Длительность выдерживания испытательной нагрузки непосредственно перед опытом	3 ч	3 ч	Не менее 3 ч
Допустимые отклонения нагрузки котлоагрегата в период ее выдерживания непосредственно перед опытом	±3%	±5%	±10%
Длительность перерыва между двумя режимами испытания (если таковые не отличаются по нагрузке больше чем на 20—25%) при сжигании любых топлив:			
котлоагрегаты с облегченной обмуровкой	Не менее 2 ч	Не менее 2 ч	Не менее 2 ч
котлоагрегаты с толстой (кирпичной) обмуровкой	Не менее 4 ч	Не менее 4 ч	Не менее 4 ч
Допустимые колебания нагрузки во время перерыва между опытами	±3%	±5%	±10%
Длительность опыта:			
а) при измерении расхода топлива:			
твердого при всех видах камерных топок	8 ч	8 ч	8 ч
при сжигании в топках с механическими решетками	Не менее 6 ч	Не менее 6 ч	Не менее 6 ч
жидкого, газообразного и твердого при схемах пылеприготовления с прямым вдуванием	4 ч	4 ч	3 ч
б) при определении расхода топлива обратным балансом	4 ч	4 ч	Не менее 3 ч

* В Правилах ISO [77] не предусматривается дифференциация в зависимости от типа обмуровки и принято значение 72 ч.

должны обязательно выдерживаться указанные в табл. 1-9 продолжительности опытов и условия работы котлоагрегата в период как до, так и между отдельными режимами. Это необходимо для обеспечения установившегося теплового состояния агрегата, характеризующегося постоянством температуры уходящих газов при заданном режиме опыта (нагрузка, избыток воздуха, тонкость пыли и т. п.);

автоматические регуляторы топлива и общего воздуха должны работать в режиме стабилизации их расходов;

при режимных опытах на головных образцах котельных агрегатов как с естественной циркуляцией, так и прямоточных должны проверяться надежность температурных условий работы поверхностей нагрева водопарового тракта, надежность циркуляции и гидродинамики. Только после этого может быть определена целесообразность проведения последующих балансовых опытов. Необходимость проверки надежности поверхностей нагрева серийных котлоагрегатов энергоблоков и электростанций с поперечными связями определяется в каждом отдельном случае особо;

при непосредственном измерении расхода твердого топлива целесообразно через каждые 2 ч проводить «нулевые отсчеты», при которых уровень топлива в бункерах над автоматическими весами, уровень в барабане и давление в котлоагрегате подводятся к значениям, бывшим в начале опыта. Благодаря этому удается воспользоваться материалами испытаний в случае срыва опыта на заключительном его этапе и контролировать достоверность измерений по показателю испарительности топлива, неизменной при стабильном режиме опыта;

на пылеугольных и мазутных котлоагрегатах за 1 ч до начала опыта должна быть проведена очистка поверхностей нагрева (обдувка экранов и пароперегревателя, очистка РВВ, дробеструйная очистка поверхностей нагрева конвективных шахт). На пылеугольных котлоагрегатах с сухим шлакоудалением за 1 ч до начала опыта должен быть спущен шлак. По условиям эксплуатации очистка поверхностей нагрева допускается и во время опытов. Если при этом используется рабочий агент, то его тепло должно быть учтено по расходу и параметрам;

непрерывная продувка должна быть закрыта, если это допускает водно-химический режим котлоагрегата, либо необходимо учитывать ее расход;

Таблица 1-10

ФОРМА ЖУРНАЛА ОБЩИХ НАБЛЮДЕНИЙ

Опыт № _____

Дата _____

Установка _____ Котлоагрегат _____

Топка _____ Горелки (система) _____

Нагрузка перед опытом за _____ часов

Время последней обдувки перед опытом _____

Время последнего спуска очаговых остатков: перед опытом _____ в конце опыта _____

Время проверки перед началом опыта всех паровых, водяных, мазутных спускных линий и заслонок

Намеченный режим при испытании:

а) Топливо _____ марка _____

б) В работе вспомогательное оборудование (дымососы, дутьевые вентиляторы и т. д.) _____

Положение заслонок _____

Начало отбора проб топлива _____

Неполадки, замеченные при осмотре аппаратуры перед началом опыта _____

_____

Неправильные отсчеты, обнаруженные у наблюдателей при просмотре записей в течение опыта _____

При приемке журналов наблюдений после окончания опыта обнаружено:

_____

_____

_____

Подробная глазомерная оценка процесса горения: вид и положение факела, вид топки, дымление, работа отдельных частей топки и котла (шлакование) _____

Способ регулирования топочного режима _____

_____

Руководитель опыта _____

Число журналов наблюдений _____

Время ч—мин	Характер протекания опыта	Основные параметры отдельных периодов опыта; замечания руководителя испытаний

влияние на характеристики работы котлоагрегата одного из показателей режима (избытка воздуха, тонкости пыли и т. п.) должно определяться при неизменных (с комбинациями в установленных пределах) всех остальных показателях;

основные измерения и записи в балансовых опытах должны выполняться в объеме, приведенном в табл. 1-2;

для учета условий проведения опытов руководителю испытаний необходимо вести журнал общих наблюдений (табл. 1-10).

1-7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ФАКЕЛА В ТОПКЕ КОТЛОАГРЕГАТА С УРАВНОВЕШЕННОЙ ТЯГОЙ

В задачи опытов данного раздела испытаний входят выявление режимных условий организации топочного процесса с минимальными потерями тепла топлива, работы радиационных поверхностей нагрева без прогрессирующих процессов их загрязнения с обеспечением надежных температурных, циркуляционных, гидродинамических условий работы поверхностей нагрева по водопаровому тракту и с обеспечением расчетной температуры перегрева пара.

В топках пылеугольных котлоагрегатов с сухим шлакоудалением при нормальном расположении факела его ядро должно быть равноудаленным от всех стен с концентрацией на уровне горелок, сам факел должен максимально заполнять топку и не опускаться ниже середины холодной воронки. В однокамерных топках с жидким шлакоудалением ядро факела должно располагаться вблизи пода без

сепарации на него несгоревшей пыли из факела.

Обычно на пылеугольных котлоагрегатах для определения оптимального положения факела бывает достаточным проведения четырех опытов. Сравнение их результатов проводится путем построения и анализа графиков изотерм факела, наносимых на эскизах развертки топки (см. гл. 6). На этих эскизах записываются также основные сведения, характеризующие данный опыт (дата, нагрузка котлоагрегата, коэффициент избытка воздуха в топке или в ближайшем контролируемом сечении газохода, данные о числе и номерах работавших горелок, число и номера работавших мельниц и т. д.).

Опыты данной серии проводятся при номинальной или близкой к ней нагрузке с расчетным или скорректированным по условиям эксплуатации избытком воздуха в топке и при тонкости помола пыли, принятой нормальной для данного топлива (бурые угли и сланцы $R_{90}=40\div60\%$, $R_{200}=15\div35\%$, $R_{1000}=0{,}5\div1{,}5\%$, каменные угли $R_{90}=15\div40\%$, $R_{200}=1{,}3\div13\%$; АШ, ПА и тощие угли $R_{90}=7\div15\%$ и $R_{200}=0{,}3\div1{,}2\%$).

Объем измерений и регистрируемых данных определяется конструкцией котлоагрегата, схемой пылеприготовления и горелочных устройств, требуемым контролем температур и гидродинамики поверхностей нагрева. Кроме вышеперечисленных регистрируются положение регулирующих органов, углы наклона горелок, данные по воздушному режиму — давление первичного и вторичного воздуха, основные показатели котлоагрегата, контролируемые в эксплуатации, сопротивление воздухоподогревателей по воздушной стороне, расходы воды на впрыски и др. Одновременно осуществляется отбор очаговых остатков для определения содержания в них горючих, получения температурных характеристик выделившейся золы и их химического состава. Отбор проб топлива проводится с целью получения данных по техническому и элементарному составам и плавкостных характеристик золы топлива. Температуры в топке необходимо измерять (2—3 раза за опыт) через все имеющиеся на ограждениях отверстия — лючки, глазки, расшлаковочные люки и т. п.

При проведении опытов на пылеугольных котлоагрегатах с промежуточными бункерами пыли подача топлива должна быть несколько меньшей на крайние горелки (у стен), а на остальные горелки — одинаковой. Влажность пыли при этом должна быть следующей:

для антрацитов, полуантрацитов и тощих углей — ниже гигроскопической;

для каменных углей, а также для бурых, у которых гигроскопическая влажность равна или превышает 0,4 рабочей влажности — не ниже 50% гигроскопической;

для бурых углей, у которых гигроскопическая влажность менее 0,4 рабочей влажности, а также для сланцев — не ниже гигроскопической;

для фрезерного торфа — не ниже 25% гигроскопической.

При сжигании твердых топлив температура дымовых газов на выходе из топочной камеры не должна превышать температуру перед ширмами, размещаемыми в верхней части топки:

для шлакующих топлив — не выше 1200°С,

для нешлакующих (типа экибастузского) — не выше 1250°С,

для сильно шлакующих бурых углей (типа канско-ачинских) и сланцев — не выше 1100°С.

Перед фестоном или фестонированной частью конвективного пакета в верхнем горизонтальном газоходе температура дымовых газов не должна превышать следующих значений:

Топливо	Температура, °С
Антрацитовый штыб (АШ), полуантрациты (ПА)	1050
Донецкий ГСШ	1000
Кизеловский Г и отсевы	1050
Кемеровский СС	1050
Томь-усинский (открытые разработки)	1050
Подмосковный Б	1000
Ангренский Б	950
Канско-ачинские Б (ирша-бородинский, назаровский, березовский)	950
Фрезерный торф	950
Сланцы северо-западных месторождений	900

Для других твердых топлив температура дымовых газов в этом сечении принимается равной температуре начала деформации золы по ее плавкостным характеристикам, но не выше 1100°С.

Поскольку в установках с промежуточными бункерами пыли роль первичного воздуха по назначению в основном связана с транспортными функциями и увеличение его подачи нежелательно по условиям уменьшения возможностей регулирования топочного процесса, расход первичного воздуха должен быть минимальным (табл. 1-11), а скорости по горелкам — на уровне значений, приведенных в табл. 1-12. Вместе с тем снижение скорости пылевоздушной смеси ограничивается пределом, при котором еще не происходит обгорание, а затем и шлакование горелок, а также шлакование экранов и сепарация пыли из выходящего в топку потока аэросмеси.

На современных котлоагрегатах возможности регулирования факела весьма ограничены и в каждом конкретном случае их приходится определять с учетом местных условий.

Таблица 1-11

Расход первичного воздуха в горелках

Топливо	Количество воздуха, %, теоретически необходимого для горения при транспорте топливной пыли	
	горячим воздухом[1]	сушильным агентом
АШ, полуантрациты и тощие угли	15—20	20—25
Каменные угли	20—30	25—35
Бурые угли	20—35	45—55
Сланцы с V^r=80÷90%	—	55—65
Фрезерный торф с V^r=70%	—	60—85

[1] Для схем пылеприготовления с промбункером.

Примечание. Данные приведены для условий работы котельного агрегата при номинальной нагрузке.

При применении вихревых пылеугольных горелок и подаче топлива из бункеров пыли регулирование положения факела достигается путем изменения площади поперечного сечения входных патрубков горелок с камерным завихрением, изменения живого сечения лопаточных завихрителей, угла их наклона и перепуска части воздушного потока помимо завихрителей. На котлоагрегатах с прямоточнолопаточными вихревыми горелками с рассекающим конусом изменение положения факела осуществляется наряду с воздействием на поток вторичного воздуха также и воздействием на поток аэросмеси перемещением конуса.

При сжигании высокореакционных каменных и бурых углей с применением прямоточных щелевых горелок и подаче пыли из бункеров положение факела изменяется путем перераспределения подачи аэросмеси на отдельные ряды щелей, а также потоков вторичного воздуха на верхние и нижние ряды щелей.

Для условий прямого вдувания пыли регулирование положения факела в основном достигается воздействием на поток вторичного воздуха, так как изменение расхода первичного воздуха ограничивается по условиям выдерживания заданной тонкости пыли.

В схемах с пылеконцентраторами при сжигании высоковлажных бурых углей регулирование положения факела осуществляется перераспределением пыли и сушильного агента между основной и сбросной горелками.

В программе опытов при расположении горелок в 2—3 яруса следует предусматривать проверку влияния распределения топлива по ярусам на расположение факела. Здесь необходимо иметь в виду, что при сжигании углей, бедных летучими (антрацитовый штыб, тощие угли с малым выходом летучих), опыты следует проводить, ориентируясь на показатель полноты выжига топлива. При сжигании топлив с большим выходом летучих должна также учитываться возможность отложений в конвективной части тракта котлоагрегата несгоревшей пыли и возникновение в нем по-

Таблица 1-12

Скорости пылевоздушной смеси w_1, вторичного w_2 и сбросного воздуха на выходе из наиболее распространенных типов горелок, м/с

Тип горелок	Тепловая мощность горелок, ГДж (Гкал)	Антрацитовый штыб и тощие угли		Каменные и бурые угли	
		w_1	w_2	w_1	w_2
Двухулиточные	84 (20)	14—16	18—21	20—22	26—28
	126 (30)	14—16	18—21	22—24	28—30
	189 (42)	16—18	22—25	22—24	28—30
	270 (65)	18—20	26—30	24—26	30—34
Прямоточно-улиточные	84 (20)				
	126 (30)	14—16	17—19	18—20	22—25
Улиточно-лопаточные	126 (30)	18—20	25—28	22—24	30—34
	189 (45)	18—20	25—28	22—24	30—34
	270 (65)	20—22	28—30	24—26	34—36
Прямоточные[1]	84 (20)	18—20	28—30	24—26	36—42
	126 (30)	18—20	29—32	26—28	42—48
	189 (45)	20—22	34—37	28—30	48—50
Прямоточные при мельницах-вентиляторах[1,2]	84 (20)	—	—	15—20	40
	189 (45)	—	—	15—20	50—60
Прямоточные с центральным или с односторонним вводом вторичного воздуха[1]	84 (20)	26—28	30—34	27—29	42—45
	126 (30)	27—29	32—36	28—30	46—48
	189 (45)	28—30	36—38	29—31	48—50
Встречно-смещенные (ВВС)	84—126 (20—30)	—	—	24—30	32—45
Сбросные сопла	—	—	—	35—45	—

[1] При угловой компоновке горелок.
[2] Для бурых углей.

Таблица 1-12а

Скорости в амбразурах и соплах шахтно-мельничных топок

Тип горелок	Топливо	Скорость, м/с				
		аэросмеси	вторичного воздуха			дутья из холодной воронки[2]
			в горелках	в соплах амбразур		
				верхней пряди[1]	нижней пряди[2]	
Эжекционные амбразуры[3]	Сланец	3,5—5	—	15—25	25—35	—
	Бурый уголь	4—5	—	15—25	25—35	—
	Каменный уголь с $V^r \geqslant 30\%$	—	—	15—25	25—35	—
	Фрезерный торф	4—6	—	20—30	30—40	12
Горелки с плоскими параллельными струями[4]	Бурый уголь и фрезерный торф	8—15	30—60	—	—	—
Амбразуры с горизонтальными рассекателями	Фрезерный торф	4—6	25—30	—	—	—

[1] Меньшие значения скоростей принимаются для котлов малой паропроизводительности.
[2] В наиболее узком ее сечении.
[3] С соотношением площадей живых сечений сопл и незагроможденной части эжекционной амбразуры 0,1 для бурых и 0,2 для каменных углей.
[4] Скорость выхода аэросмеси и вторичного воздуха из горелки после смещения 15—35 м/с при D=75÷320 т/ч.

жара. В связи с этим в опытах необходимо тщательно контролировать температуры газов по тракту и отбирать пробы золы из отложений на отдельных участках газового тракта с целью проверки отсутствия отложений несгоревшей пыли.

Опыты при трехъярусном расположении горелок рекомендуется проводить со следующим распределением топлива по ярусам:

при сжигании топлив с большим выходом летучих — на первый ярус в первом, втором и третьем опытах, соответственно 15—20, 25 и 30—35%, на второй и третий ярусы — поровну остальное топливо;

при сжигании АШ и тощих углей с малым выходом летучих — на первый ярус в первом, втором и третьем опытах соответственно 10, 20 и 30% всего подаваемого топлива, на второй и третий ярусы — по 45, 40 и 35%. При двухъярусном расположении горелок первый режим проверяется с подачей на оба яруса по 50% топлива, а во втором и третьем режимах — с подачей на нижний ярус 60 и 40% всего сжигаемого топлива.

Опыты проводятся при нагрузке, примерно равной 90% номинальной и при всех остальных показателях режимов, соответствующих расчетным или эксплуатационным.

В связи с тем что при камерном сжигании выравнивание концентраций кислорода в факеле весьма затруднено, во время проведения опытов необходимо следить за равномерностью распределения расходов воздуха по отдельным горелкам (по перепаду на расходомерных диафрагмах, по давлению перед горелками и др.) и за поддержанием в них избытков воздуха при сжигании твердого топлива на уровне 1—1,05.

Режим, при котором обеспечивается наибольшая экономичность горения, минимальное шлакование и номинальная температура перегрева пара (при умеренных расходах воды на пароохладитель) и надежные температурные и гидродинамические условия работы поверхностей нагрева по водопаровому тракту, считается оптимальным.

В процессе подготовки к рассматриваемым и последующим опытам следует обращать внимание на качество предназначенного к сжиганию топлива, так как отклонения его характеристик от заданных могут значительно повлиять на результаты испытаний (табл. 1-13, рис. 1-10).

Применительно к сжиганию твердого топлива на механических решетках котлоагрегатов проверяется наивыгоднейшая толщина слоя топлива на полотне для топок прямого хода и оптимальное распределение воздуха по зонам для топок прямого и обратного хода. Выбор оптимальной толщины слоя проводится в четырех опытах:

Топливо	Изменение толщины слоя, мм
Жирные угли спекающиеся	60—150
Жирные угли неспекающиеся	80—150
Тощие угли	100—180
Антрациты	150—250
Бурые угли	150—350

При этом необходимо учитывать, что толщина слоя должна возрастать с увеличением размера кусков топлива. В общем случае для экономичного сжигания топлива на механических решетках прямого хода должно приме-

Таблица 1-13

Влияние изменений зольности и влажности топлива на потери тепла от механической неполноты сгорания

Топливо	Поправки к q_4, %, на изменение характеристики рабочей массы топлива	
	зольности на ±1%	влажности на ±1%
Донецкий АШ	±0,23—0,32	±0,06—0,08
Донецкие угли ДСШ, ТР, ПАРШ	±0,15—0,20	±0,03—0,05
Экибастузский уголь	±0,07	±0,08—0,09
Львовско-волынский уголь	±0,08	±0,04—0,06
Бурые угли	±0,06—0,08	±0,03—0,07

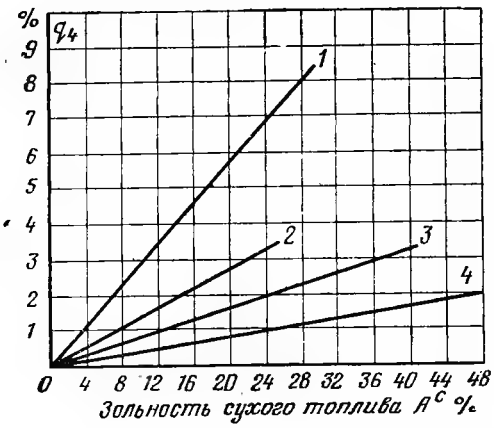


Рис. 1-10. Зависимость потери тепла с механическим недожогом от зольности исходного топлива при пылевидном сжигании ($a_{ун}$=90%).

1 — донецкий АШ; *2* — каменные угли типа кузнецкого СС; *3* — каменные угли типа кизеловского ПЖ; *4* — бурые угли типа подмосковного.

няться подготовленное дробленое топливо (каменные с большим выходом летучих и бурые угли) с размером кусков 25—30 мм, содержанием мелочи размером 0—6 мм не более 60% и пылевых частиц (0—0,09 мм) — 2,5%. Контроль за выдерживанием этого условия в период подготовки и во время испытаний ведется путем гранулометрического рассева (см. гл. 3).

Определение оптимального распределения воздуха по зонам в топках с решетками прямого хода осуществляется в опытах по выявлению оптимальной толщины слоя. Опыты проводятся при трех-четырех положениях шиберов зонного дутья с варьированием скорости решетки по условиям недопущения кратерного режима горения.

Для топок с пневмомеханическими забрасывателями и цепной решеткой обратного хода, в которых топливо на полотне распределяется по размеру кусков, оптимальная толщина слоя топлива, естественно, не определяется, а распределение воздуха по зонам проводится при условии поддержания допустимой высоты слоя шлака на решетке — до 100 мм при сжигании каменных и до 120 мм — бурых углей. При легкоплавкой золе (температура плавления ниже 1050—1070°С) толщина шлаковой подушки должна быть 50—70 мм.

Распределение воздуха проводится из расчета поступления в активные зоны 70—80% всего организованно подаваемого воздуха. Опыты следует вести при нагрузках: номинальной, максимальной, 75 и 50% номинальной; длительность каждого режима опыта 3 ч.

Основные измерения и анализы: нагрузка котлоагрегата; давление в барабане; температура и давление питательной воды; избыток воздуха за котлоагрегатом (с двух сторон); температура газов по газоходам и уходящих газов; разрежение в топке, за котлоагрегатом, за водяным экономайзером, за воздухоподогревателем и перед дымососом; температура холодного и горячего воздуха; толщина слоя топлива на решетках; давление воздуха под решеткой в каждой зоне (с обеих сторон топки), в воздуховодах; скорость цепной решетки; амперная нагрузка электродвигателей привода решетки, дымососа и дутьевого вентилятора; учет, отбор проб и анализ провала по зонам и шлака из шлакового бункера; отбор проб уноса из золовых бункеров конвективной шахты. В случаях, когда на котлоагрегате используются схемы возврата и дожигания уноса и острого дутья, программа опытов соответственно расширяется. Оптимальные режимы из серии опытов для данной нагрузки находятся по минимуму суммы потерь от механической и химической неполноты сгорания и потерь с уходящими газами.

При сжигании в качестве основного топлива мазута, подаваемого [102] форсунками механического распыливания, оптимальное положение факела определяется следующими признаками: пламя должно начинаться вблизи устья горелок и быть ослепительно ярким без летящих «мушек», ядро факела должно концентрироваться в средней части топки, конец факела должен быть чистым и без длинных языков. Эксплуатация должна протекать без появления твердых частиц (кокса) в уходящих газах, так как их наличие резко снижает надежность работы агрегата по условиям пожаробезопасности. В основном задача достижения оптимального положения факела при сжигании жидкого топлива связана с равномерным распределением топлива и воздуха

по всем горелкам на номинальной или близкой к ней нагрузке. Изменение положения факела может осуществляться перераспределением топлива и воздуха по ярусам горелок в пределах эксплуатационного (проектного) избытка воздуха в топке.

Признаки нормального горения природного газа [102]: факел должен заполнять всю топочную камеру с окончанием горения в топке (из индивидуальной дымовой трубы должны выходить бесцветные продукты сгорания), он должен быть ослепительно ярким или почти прозрачным с фиолетовым оттенком. Оптимальное положение факела при этом достигается, как и при сжигании жидкого топлива, равномерным распределением топлива и воздуха по всем горелкам при номинальной или близкой к ней нагрузке. По условиям обеспечения необходимой температуры перегрева пара, а также надежности поверхностей нагрева котлоагрегата регулирование положения факела в топке может достигаться перераспределением по ярусам горелок топлива и воздуха с обеспечением их необходимого перемешивания либо изменением угла наклона поворотных горелок.

Температура дымовых газов в конце камерной топки котлоагрегатов для сжигания мазута и газа не должна превышать расчетных (проектных) значений. Для котельных агрегатов паропроизводительностью свыше 75 т/ч температура дымовых газов перед горизонтальными пучками, расположенными в опускной шахте, при сжигании мазута не должна превышать 950—1000°С (меньшее значение — при шахматных пучках), перед вертикальными коридорными пучками или фестонированными шахматными — допускается на уровне 1050—1100°.

При сжигании жидкого и газообразного топлива для нахождения оптимального положения факела достаточно трех опытов. Объем измерений и регистрируемых показателей при этом зависит от конструкции котлоагрегата, горелочных устройств, масштабов температурного контроля и контроля циркуляции или гидродинамики по тракту рабочей среды.

В общем случае контролируются нагрузка, параметры пара, впрыски, температура питательной воды, избыток воздуха и разрежение в топке, температуры в топке, разрежение, давление и температуры по газовому и воздушному трактам, температура топлива, потери с химической неполнотой горения. Контроль надежности поверхностей нагрева ведется в выбранных точках тракта рабочей среды. Оптимальные режимы при указанных условиях находятся по минимуму суммы потерь тепла с уходящими газами и химической неполнотой сгорания при надежных условиях работы поверхностей нагрева. У котлоагрегатов небольшой мощности применение реверсивных горелочных устройств позволяет [111] благодаря большому диапазону крутки воздушного потока устранять тепловые перекосы по ширине и глубине топки и улучшать ее работу при сжигании мазута и газа.

При наличии на пылеугольных и газомазутных котлоагрегатах рециркуляции газов в опытах по определению оптимального положения факела выявляется ее влияние на температурный режим экранов и пароперегревателей, а также на процесс шлакования в пылеугольных топках. Поскольку проектный коэффициент рециркуляции на номинальной нагрузке принимается равным 15—20% объема дымовых газов при сгорании топлива, опыты проводятся при данном значении коэффициента рециркуляции и снижении его на 50%. Если во втором режиме обеспечивается заданный уровень перегрева пара, надежный температурный режим названных поверхностей нагрева и процесс шлакования не лимитирует поддержания номинальной нагрузки, то третий режим проводится при отключенной рециркуляции. Продолжительность каждого опыта принимается не менее 4 ч. Режимы должны поддерживаться при постоянных эксплуатационных (проектных) избытках воздуха, номинальных параметрах свежего пара и расчетной температуре питательной воды. Объем рециркулируемых газов определяется с помощью лемнискатных сопл или напорных трубок, а при невозможности их установки коэффициент рециркуляции рассчитывается по формуле

$$r = \frac{V_{\text{рец}}}{V} = \frac{\sqrt{\Delta p}}{\sqrt{\Delta p_0}} - 1,$$

где Δp — сопротивление контрольного участка конвективной шахты при прохождении через него рециркулируемых газов; Δp_0 — сопротивление этого же участка при отключении из работы схемы рециркуляции; $V_{\text{рец}}$ — объем рециркулируемых газов, м³; V — общий расход газов на котлоагрегат за местом отбора рециркулируемых газов, м³.

1-8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ИЗБЫТКА ВОЗДУХА

Определение оптимального избытка воздуха в топке (за первой ближайшей к топке поверхностью нагрева) проводится в продолжение опытов по выявлению оптимального положения факела в топке. При испытаниях по II и III категориям сложности оптимальный избыток воздуха определяется по газовому анализу при трех-четырех нагрузках котлоагрегата (номинальной, минимальной —

на нижней границе регулировочного диапазона и промежуточной).

Изменение избытка воздуха при камерном сжигании твердого топлива осуществляется воздействием на подачу вторичного воздуха при неизменном расходе первичного воздуха. Минимальные значения коэффициента воздуха для этих случаев не должны быть менее 1,1—1,15, а максимального — не выше 1,45 в зависимости от способа шлакоудаления из топки и выхода летучих топлива. При этом необходимо ориентироваться на обеспечение устойчивого топочного процесса, заданного уровня температуры перегрева пара, выхода жидкого шлака и надежности работы поверхностей нагрева по тракту рабочей среды (последнее в режиме оптимального или расчетного избытка воздуха). На котлоагрегатах с жидким шлакоудалением в этих опытах необходимо контролировать влияние сброса воздуха из пылесистем в топку на процесс сепарации пыли на под и в случае необходимости уменьшать сброс (для малореакционных топлив).

Опыты рекомендуется проводить при четырех значениях избытков воздуха: минимальном, максимальном и двух промежуточных. Если в процессе опыта с изменением избытка воздуха достигается предельно допустимое значение температуры контролируемой поверхности нагрева по тракту рабочей среды, то дальнейшее увеличение (уменьшение) избытка воздуха должно быть прекращено, избыток изменен для снижения температуры на данном участке до безопасного по условиям эксплуатационных возмущений уровня, и это значение избытка воздуха принимается предельным в данной серии опытов.

При сжигании жидкого и газообразного топлива опыты целесообразно проводить в два этапа. На первом снимается зависимость $q_3 = \alpha''_{\text{пп}}$ и определяется критический избыток воздуха $\alpha_{\text{кр}}$, ниже значения которого в уходящих газах обнаруживаются продукты неполного сгорания (CO и H_2), тем самым определяется диапазон рабочих избытков воздуха. Рабочими считаются избытки, на 1—2% превышающие $\alpha_{\text{кр}}$. Опыты проводятся в диапазоне коэффициента убытка воздуха 1,15—1,03 при сжигании мазута и 1,1—1,02 при сжигании газа. Требуемое значение избытка воздуха устанавливается по сопротивлению конвективной шахты или воздухоподогревателя, предварительно определенному по зависимости от параметра $\alpha D_{\text{к}}(\alpha Q_{\text{топл}})$ или из соотношения $\Delta p_2^{\text{в.пд}} = \Delta p_1^{\text{в.пд}} \cdot (\alpha_2/\alpha_1)^2$, где $\Delta p^{\text{в.пд}}$ — сопротивление воздухоподогревателя.

Для снятия таких характеристик измеряют на 4—5 нагрузках от минимальной до максимальной избыток воздуха за поворотной камерой (пароперегревателем), сопротивление воздухоподогревателя по воздушной стороне, расход и параметры перегретого пара и природного газа. Для построения указанной зависимости должен использоваться расход пара, приведенный в соответствии с указаниями гл. 14 к расчетным условиям. Наряду с зависимостью $\Delta p^{\text{в.пд}} = f(\alpha D)$ могут применяться подобные зависимости сопротивления конвективной шахты или воздухоподогревателя по газовой стороне от αD или $\alpha Q_{\text{топл}}$.

На втором этапе данной серии опытов в рабочем диапазоне избытков воздуха с интервалом $\alpha\Delta = 0{,}05 \div 0{,}07$ проводятся 4—5 опытов для нахождения зависимостей потерь с уходящими газами, с химической неполнотой горения, к. п. д. брутто котлоагрегата, расходов электроэнергии на тягу и дутье, температуры промежуточного перегрева и тепловосприятия пароперегревателя и других поверхностей нагрева от избытка воздуха, которые и дают возможность нахождения оптимального избытка воздуха на заданных нагрузках. Если условия надежности пароперегревателя и экранов не накладывают особые требования, обычно оптимальный избыток воздуха при сжигании жидкого и газообразного топлива совпадает с значениями критического избытка. Однако при этом необходимо учитывать чувствительность схем авторегулирования процесса горения и поэтому связь между оптимальным и критическим избытками воздуха выражается следующей формулой:

$$\alpha_{\text{опт}} = \alpha_{\text{кр}} + (0{,}03 \div 0{,}04). \qquad (1\text{-}23)$$

При применении регенеративных воздухоподогревателей в эксплуатации отмечаются низкочастотные колебания параметров в газовоздушном тракте котлоагрегата из-за переменного сопротивления РВВ по окружности ротора. Последнее определяется неравномерным загрязнением и неоднородностью набивки ротора. Такие колебания затрудняют измерения в топке, что особенно заметно при поддержании и нахождении оптимальных топочных режимов с малыми избытками воздуха. В связи с этим до начала испытаний желательно устранить или значительно уменьшить эти колебания, так как иначе дополнительные потери тепла на котлоагрегате могут возрасти до 0,5%, а значение оптимального избытка воздуха будет определено с повышенной погрешностью.

При проведении рассматриваемой серии опытов проводятся те же измерения и записи, что и при балансовых опытах, кроме учета расхода топлива, очаговых остатков, питательной воды. Кроме того, ведется контроль надежности поверхностей нагрева по тракту рабочей среды. Влияние избытка воздуха на

экономичность определяется по графической зависимости [102]

$$q_2+q_3+q_4+q_{т.д}=f(\alpha'_{ш}); \qquad (1\text{-}24)$$

здесь q_2, q_3, q_4 — соответственно потери тепла с уходящими газами, от химической и механической неполноты горения; $q_{т.д}$ — условные потери тепла, вызванные затратами электроэнергии на тягу и дутье, %:

$$q_{т.д}=\frac{bN_{т.д}\cdot 100}{1000B}\frac{Q^{у.т}}{Q^{р}_{н}}, \qquad (1\text{-}25)$$

где b — удельный расход условного топлива на выработанный 1 кВт·ч (средний за месяц, во время которого проводились испытания), кг/(кВт·ч); $N_{т.д}$ — средний часовой расход электроэнергии на тягу и дутье, кВт; $Q^{у.т}$, $Q^{р}_{н}$ — низшая удельная теплота сгорания условного и сжигаемого топлива, кДж/кг или ккал/кг; B — расход топлива, т/ч.

Пользуясь этой зависимостью, находят минимальное значение суммы потерь тепла, соответствующее оптимальному избытку воздуха.

Величина q_4 при сжигани жидких топлив может достигать по данным ВТИ значения 0,3%. Нормами расчета котельных агрегатов q_4 при сжигании жидких топлив не учитывается, в связи с этим вопрос о целесообразности ее определения решается при согласовании программы испытаний. Определяется q_4 при сжигании мазута по методике Южного отделения ОРГРЭС либо по методике ВТИ (см. гл. 13).

При сжигании жидкого и газообразного топлива, когда q_4 не определяется, зависимость (1-24) принимает следующий вид:

$$q_2+q_3+q_{т.д}=f(\alpha''_{ш}). \qquad (1\text{-}24а)$$

Во время проведения опытов по определению оптимального избытка воздуха в топке для контроля изменения температуры свежего и вторично перегретого пара можно ориентировочно принимать, что с увеличением избытка воздуха на каждые $\Delta\alpha=0{,}1$ температура перегрева пара возрастает на 8—10°С. При очень больших коэффициентах избытка воздуха в топке рост температуры перегрева обычно замедляется из-за охлаждения газов, а при дальнейшем увеличении избытка температура перегрева начинает снижаться.

Для оценки влияния изменения избытков воздуха на отдельные составляющие потерь тепла можно ориентировочно пользоваться следующими зависимостями. Для потерь тепла с уходящими газами, %,

$$\Delta q_2\approx\frac{\Delta\alpha_{у.г}}{\alpha_{у.г}}q_2, \qquad (1\text{-}26)$$

где $\alpha_{у.г}$ и q_2 — коэффициент избытка воздуха в уходящих газах и потери тепла с ними при первоначальном эксплуатационном режиме.

Таблица 1-14

Значения поправок к потерям с уходящими газами

Топливо	Поправки к q_2, %, на отклонение нормативных значений		
	$t_{у.г}$ на ±10°С	$t_{х.в}$ на ∓10°С	$\alpha_{у.г}$ на ±0,1
Антрациты, полуантрациты, тощие угли	±0,51	±0,47	±0,40
Каменные угли	±0,54	±0,48	±0,38
Бурые угли	±0,59	±0,55	±0,48
Торф фрезерный	±0,71	±0,51	±0,62
Сланцы эстонские	±0,56	±0,48	±0,56
Мазут	±0,47	±0,43	±0,38
Природный газ	±0,50	±0,44	±0,32

Уменьшение RO_2 в дымовых газах на 1% приводит к росту q_2 также на 1% или с увеличением $\Delta\alpha$ на 0,1 q_2 ориентировочно возрастает на 0,7—0,8%.

В эксплуатации для учета влияния изменения отдельных факторов на q_2 используются данные табл. 1-14, вычисленные по общепринятым формулам из условий, что при отклонении одного из указанных в таблице параметров другие принимаются неизменными.

Потери тепла с уходящими газами при постоянных избытках воздуха можно также приближенно определять из соотношений

$$\frac{q'_2}{q_2}\approx\frac{t'_{у.г}}{t_{у.г}},$$

следовательно, изменение q_2, %,

$$\Delta q_2\approx\pm\frac{t'_{у.г}-t_{у.г}}{t'_{у.г}}q'_2. \qquad (1\text{-}27)$$

При этом для отдельных типов котлоагрегатов (ТПП и др.), работающих на АШ и природном газе, примерный характер изменения температуры уходящих газов $t_{у.г}$ в зависимости от нагрузки агрегата $D_к$ может определяться по формуле, °С,

$$t_{у.г}=\frac{123}{\sqrt[3]{\frac{950}{D_к}}}. \qquad (1\text{-}28)$$

Для некоторых типов котлоагрегата может оказаться подходящей часто используемая на электростанциях следующая зависимость:

$$\frac{t_{у.г}}{t'_{у.г}}\approx\sqrt[3]{\frac{D}{D'}}\approx\sqrt[3]{\frac{B}{B'}}. \qquad (1\text{-}29)$$

Влияние избытка воздуха на потери с механической неполнотой сгорания при сжигании твердых топлив в камерных топках иллюстрируется по расчетным зависимостям ЦКТИ (рис. 1-11).

Для сжигания мазута пока не накоплено достаточных данных о влиянии избытков воздуха на q_4, которые могли быть использованы для ориентирования при проведении испытаний. Сжигание мазута и природного газа характеризуется обычно небольшими значениями q_3 (по Нормативному методу расчета котельных агрегатов расчетное значение q_3=0,5%). Характер ее изменения виден из рис. 1-12. Интенсивный рост q_3 всегда начинается со снижением избытка воздуха меньше критического.

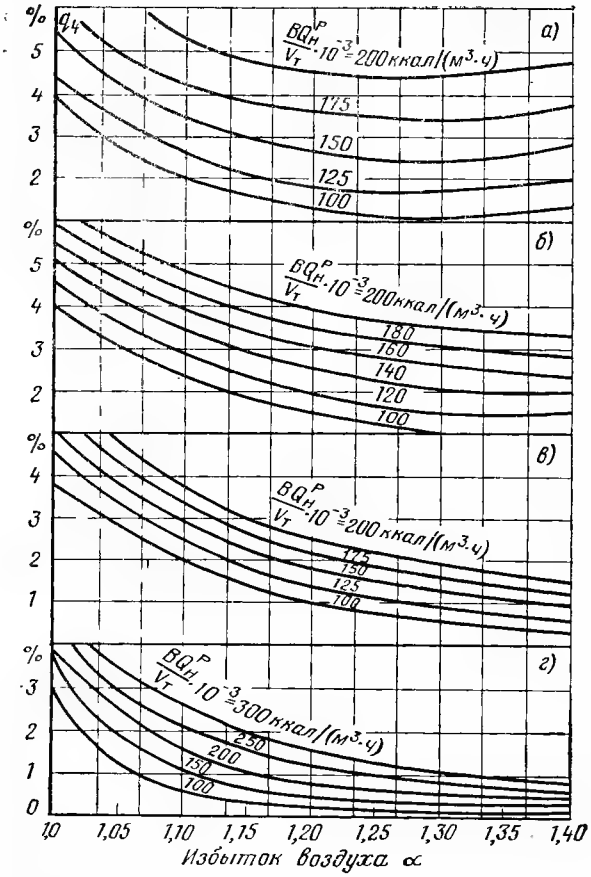


Рис. 1-11. Влияние избытков воздуха в камерных топках на потери с механической неполнотой сгорания.

а — пыль АШ, жидкое шлакоудаление: $n=1{,}0$, $t_{г.в}=400°C$; $R_{90}=8\%$; $t''_т=1150°C$; *б* — пыль печорского каменного угля: $n=1{,}0$; $t_{г.в}=275°C$, $R_{90}=20\%$, $t''_т=1100°C$; *в* — пыль подмосковного бурого угля, шахтно-мельничные топки: $n=1{,}0$, $t_{г.в}=400°C$, $R_{90}=60\%$, $t''_т=1100°C$; *г* — пыль подмосковного бурого угля, пылеугольные топки: $n=1{,}0$, $t_{г.в}=400°C$, $R_{90}=35\%$, $t''_т=1100°C$.

Для оценки изменения условных потерь тепла, вызванных затратами на тягу и дутье у котлоагрегатов давлением 100 кгс/см² и выше, можно принимать, что при уменьшении нагрузки агрегата от номинальной до 60% ее значения условные потери линейно возрастают примерно на 20%.

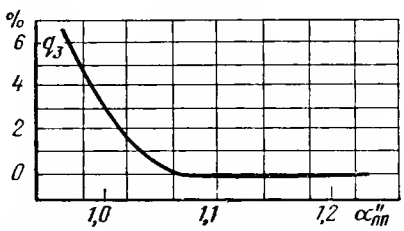


Рис. 1-12. Характер кривых потерь тепла с химической неполнотой сгорания от изменения избытка воздуха в топке при сжигании мазута и природного газа.

Если по результатам опытов не выявляются четко оптимальные значения избытков воздуха при различных нагрузках, условно принимается, что оптимальный избыток воздуха для плотных топок котлоагрегатов с уравновешенной тягой сохраняется неизменным в диапазоне 100—70% номинальной нагрузки при сжигании твердого топлива и 100—50% номинальной нагрузки при сжигании мазута и природного газа. При более низких нагрузках оптимальный избыток воздуха возрастает и его значение определяется по следующим формулам:

для твердого топлива

$$\alpha''_{пп}=\alpha''_{пп.ном}+\left(0{,}75-\frac{D}{D_{ном}}\right); \quad (1\text{-}30а)$$

для мазута и природного газа

$$\alpha''_{пп}=\alpha''_{пп.ном}+\left(0{,}5-\frac{D}{D_{ном}}\right), \quad (1\text{-}30б)$$

где $\alpha'_{пп.ном}$ — коэффициент избытка воздуха при номинальной нагрузке ($D_{ном}$); D — паропроизводительность котлоагрегата, меньшая 70 и 50% номинальной соответственно для твердого и жидкого (газообразного) топлива.

При введении режимов с нахождением оптимального избытка воздуха следует иметь в виду, что данные газового анализа при сжигании твердого топлива не совпадают со значениями избытков воздуха, рассчитанными по материальному балансу на основе непосредственных измерений расходов воздуха и топлива. Объясняется это тем, что избыток воздуха по газовому анализу относится к фактически сгоревшему в топке топливу, а по материальному балансу он определяет отношение суммарного объема поступающего в топку воздуха к теоретически необходимому для полного сгорания всего поданного в топку топлива. Связь между этими избытками воздуха находится по формуле

$$\alpha_м=\alpha_г\left(1-\frac{q_4}{100}\right), \quad (1\text{-}31)$$

где $\alpha_м$ и $\alpha_г$ — избытки воздуха, определяемые соответственно по материальному балансу и по газовому анализу.

При наличии химической неполноты сгорания $\alpha_г$ определяется по данным гл. 14.

Следует отметить, что газовая рециркуляция в котлоагрегатах, работающих под наддувом, не влияет на избыток воздуха, так как количество подаваемого воздуха на 1 кг топлива остается неизменным. В котлоагрегате с уравновешенной тягой присосы воздуха в топку искусственно возрастают в связи с тем, что часть их на участке газоходов, начиная (условно) от места контроля состава

газов и до места отбора газов на рециркуляцию, возвращается в топку. При этом, естественно, будет получаться расхождение в количествах присосов воздуха, определенных по указанным выше методам и фактическими. Это необходимо учитывать особенно при проведении опытов по выбору оптимального положения факела. Влияние увеличения присосов воздуха при работающей рециркуляции газов будет особенно заметно при частичных нагрузках котлоагрегата. Например, если присос воздуха на названном участке составит 10%, то относительное увеличение коэффициентов избытка воздуха при коэффициенте рециркуляции 25% достигнет $10 \times 0{,}25 = 2{,}5\%$.

Определение оптимального избытка воздуха на пылеугольных котлоагрегатах при нагрузках от нижнего предела регулировочного диапазона до технического минимума нагрузок не проводится. В этом диапазоне основной задачей является обеспечение устойчивого топочного режима при надежной циркуляции, температурном режиме и гидродинамике по тракту рабочей среды и без угрожающего по объему накопления шлака на поду топки (для котлоагрегатов с жидким шлакоудалением). Кроме того, необходимо обеспечение заданной температуры вторично перегретого пара.

В диапазоне нагрузок котлоагрегата до 70 (60) % номинальной эта температура должна поддерживаться на номинальном уровне. На нижней границе регулировочного диапазона нагрузок котлоагрегата обычно допускается снижение температуры вторично перегретого пара на 25—30°С, на техническом минимуме нагрузок — не более чем на 50°С. Как правило, избыток воздуха в топке при этом приходится поддерживать повышенным.

1-9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТОНКОСТИ ПЫЛИ

Опыты данной серии проводятся с целью определения тонкости пыли, при которой обеспечивается минимальная сумма потерь тепла с механической неполнотой сгорания и условного расхода тепла на размол.

Потери тепла с механической неполнотой горения зависят в основном от наличия в топливной пыли грубых фракций, количество которых определяется остатками: для АШ, полуантрацитов и каменных углей — на сите 200 мкм (R_{200}), для бурых углей и сланцев — на сите 1000 мкм (R_{1000}). Определение оптимальной тонкости пыли при испытаниях по II и III категории сложности обычно проводится при номинальной нагрузке и нагрузке 0,7—0,8 номинальной. Ориентировочно необходимая тонкость пыли при сжигании твердого топлива

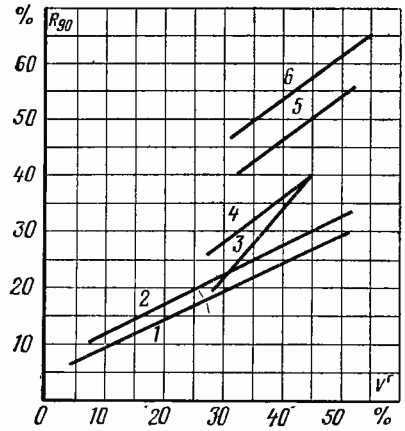


Рис. 1-13. Выбор тонкости пыли R_{90} в зависимости от выхода летучих в топливе V^r для мельниц различных типов.

1 — АШ, ПА, Т и каменные угли (ШБМ, НШБМ и ББМ); *2* — тощие и каменные угли (СМ); *3* — каменные угли (ММ); *4* — бурые угли (ШБМ и ББМ); *5* — бурые угли (СМ и НШБМ); *6* — бурые угли (ММ).

может быть определена по рис. 1-13. Диапазон изменений тонкости помола в рассматриваемых опытах рекомендуется следующий [102]:

Топливо	R_{90}, %
АШ	3, 6, 9 и 12
Тощие угли	6, 9, 12 и 15
Бурые и каменные угли	20, 30, 40 и 50

В эксплуатации, как правило, при номинальной нагрузке котлоагрегата одна из мельниц бывает остановлена для ремонта или держится в резерве. Следовательно, при проведении испытаний необходимо проводить опыты со всеми работающими и при одной остановленной мельнице.

В связи со сложностью отбора проб пыли из гравитационных сепараторов ММ удобно использовать приближенную опытную зависимость тонкости пыли от скорости аэросмеси в шахте (табл. 1-15). Строгой зависимости здесь не имеется, так как тонкость пыли зависит от нагрузки мельницы, увеличиваясь с ее возрастанием.

Опыты на установках с ШБМ и промежуточными бункерами пыли следует проводить

Таблица 1-15

Опытные значения тонкости пыли и скоростей в гравитационных сепараторах ММ [102]

Топливо	Остаток на сите с отверстиями 90 мкм, %	Скорость в сепараторе, м/с
Сланец	30—40	1,2—1,8
Каменные угли	35—50	1,4—1,9
Бурые угли	55—65	2,2—3,0
Фрезерный торф	—	3,5—4,5

при производительностях мельниц, соответствующим тонкости пыли по ее характеристике $B=f(R_{90})$, полученной при испытаниях мельницы с оптимальной шаровой загрузкой и нормативном сортаменте шаров. Это позволит обеспечить соответствие удельных расходов электроэнергии в данных опытах и в названных испытаниях мельниц. Опыты на котлоагрегатах со среднеходными и молотковыми мельницами, оснащенными центробежными сепараторами, ведутся с регулированием тонкости пыли поворотом лопаток сепаратора. Минимальный угол открытия створок должен быть определен заранее по условиям угрубления пыли.

При наличии у молотковых мельниц инерационных сепараторов тонкость пыли регулируется с помощью поворотных шиберов, а при оборудовании мельниц гравитационными сепараторами — путем изменения расхода сушильно-вентилирующего агента. В последнем случае максимальная скорость в шахте принимается увеличенной на 20—25%, а минимальная — уменьшенной на 25—35% номинальной. Во всех случаях максимальное значение тонкости пыли может ограничиваться сепарацией пыли и шлакованием топки. В опытах по выявлению оптимальной тонкости пыли необходимо проводить все измерения, обязательные для балансовых опытов, за исключением измерения количества очаговых остатков.

В результате обработки материалов опытов подсчитываются потери от химической и механической неполноты горения, а также условная потеря тепла, определяемая расходом электроэнергии на размол топлив в мельнице и пневмотранспорт пыли $q_{р.т}$ [102].

Значение $q_{р.т}$ подсчитывается по формуле (1-25), где для схем пылеприготовления с шаровыми барабанными мельницами взамен $N_{т.д}$ при транспорте пыли горячим воздухом от вентилятора горячего дутья или от воздухоподогревателя вводится $N_{р.т}$ — расход электроэнергии на размол и транспорт пыли до горелок, кВт·ч/т топлива:

$$N_{р.т}=N_р+N_{м.в}, \qquad (1\text{-}32а)$$

а при транспорте пыли отобранным сушильным агентом

$$N_{р.т}=N_р+N_{м.в}\frac{H_{вс}}{H_{вс}+p_{нагн}}, \qquad (1\text{-}32б)$$

где $N_р$ и $N_{м.в}$ — соответственно расходы электроэнергии на размол и привод мельничного вентилятора, кВт·ч/т топлива; $H_{вс}$ — разрежение во всасывающем патрубке мельничного вентилятора; $p_{нагн}$ — давление в нагнетательном патрубке мельничного вентилятора.

При размоле топлива на центральном пылезаводе $N_{м.в}$ в формуле (1-32б) не учитывается, так как режим работы его мельниц не зависит от работы котлоагрегата.

Для определения оптимальной тонкости пыли строится зависимость от нее потерь

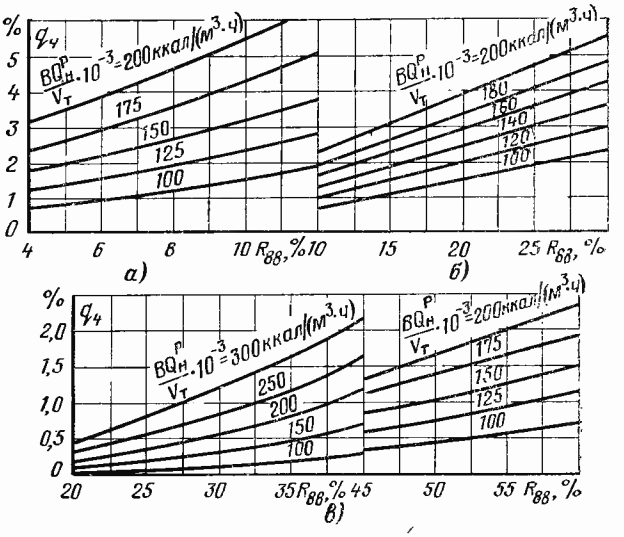


Рис. 1-14. Зависимость влияния тонкости пыли и теплового напряжения топочного объема на механическую неполноту сгорания в камерных топках (расчетные данные ЦКТИ [35]).

а — пыль антрацита, топки с жидким шлакоудалением: $n=1{,}0$, $t_{г.в}=400°C$, $t''_т=1150°C$; *б* — пыль печорского каменного угля: $n=1{,}0$, $t_{г.в}=275°C$, $t''_т=1100°C$; *в* — пыль подмосковного бурого угля, пылеугольные топки: $n=1{,}0$, $t_{г.в}=400°C$, $t''_т=1100°C$; *г* — пыль подмосковного бурого угля, шахтно-мельничные топки: $n=1{,}0$, $t_{г.в}=400°C$, $t''_т=1100°C$.

тепла:

$$q_4+q_{р.т}=f(R_{90}),$$

а для котлоагрегатов с молотковыми мельницами и гравитационными сепараторами

$$q_4+q_{р.т}=f(w_ш).$$

Характер изменения q_4 при определении оптимальной тонкости пыли зависит от выхода летучих в топливе и от теплового напряжения топочного объема (рис. 1-14).

1-10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНОЙ ДЛИТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКИ РЕГУЛИРОВОЧНОГО ДИАПАЗОНА КОТЛОАГРЕГАТА БЕЗ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И КОЛИЧЕСТВА РАБОТАЮЩИХ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ

Для пылеугольных котлоагрегатов задача данного опыта связана с выявлением нижней границы регулировочного диапазона без подсветки растопочным топливом с сохранением выхода жидкого шлака и определением соответствующего этой нагрузке воздушного режима топки. Технология проведения опыта при сухом шлакоудалении следующая: на котлоагрегате ступенями (0,15—0,25$D_н$) с выдержкой времени по 10—20 мин на каждой ступени уменьшают подачу топлива на все горелки и снижают нагрузку до минимума,

ниже которого горение становится неустойчивым. После каждой ступени необходима проверка правильности соотношения топливо — воздух, т. е. отсутствия чрезмерно большого избытка воздуха. Температура питательной воды как функция нагрузки энергоблока должна соответствовать расчетным значениям. Проверка последнего режима проводится в течение 3—4 ч, после чего опыт прекращается.

Применительно к котлоагрегатам с жидким шлакоудалением в процессе подготовки к данному опыту экспериментатор должен ознакомиться с вязкостной характеристикой шлака сжигаемого топлива и определить заранее возможный интервал температур над леткой, ниже которого при разгрузке котлоагрегата будет происходить значительное увеличение вязкости шлака на поду и затягивание летки. В связи с этим во время опыта температура над леткой должна часто контролироваться оптическим пирометром.

При наличии рециркуляции дымовых газов целесообразно вести разгрузку котлоагрегата со степенью открытия направляющего аппарата дымососа рециркуляции, соответствующей начальной нагрузке. Если при достижении определенной нагрузки котлоагрегата температура вторично перегретого пара начинает снижаться, следует увеличить рециркуляцию газов и продолжить опыт при новом ее неизменном уровне и т. д. При переходе с одной нагрузки на другую вследствие изменения рециркуляции газов продолжительность выдержки соответствующей ступени нагрузки должна определяться стабилизацией теплового состояния котлоагрегата (но не менее 30 мин). В то же время необходимо провести контрольные измерения температурного режима поверхностей нагрева по тракту рабочей среды.

При сжигании мазута с использованием механических форсунок одной из задач опыта является определение минимального давления топлива с сохранением устойчивого топочного процесса и хорошего распыла топлива форсунками. Для этого на котлоагрегате устанавливается номинальная нагрузка при всех работающих горелках и полностью открытой арматуре перед форсунками. Устройствами автоматики горения или вручную должен поддерживаться избыток воздуха, примерно на 3% выше оптимального. После этого снижением давления мазута постепенно котлоагрегат разгружается при всех работающих горелках. Подача воздуха для достижения неизменного избытка воздуха должна уменьшаться после снижения давления топлива. Давление мазута (при его номинальном давлении 35 кгс/см^2) следует снижать ступенями: 35, 25, 20, 15 и 12 кгс/см^2. Минимальное значение давления определяется местными условиями. При появлении признаков ухудшения топочного процесса следует увеличить подачу воздуха в горелки, а при необходимости и давление топлива (поднять нагрузку агрегата). На этом режиме проверяются условия эксплуатации, и если есть уверенность в надежности режима, то вновь проверяется работа на более низкой ступени давления топлива. При минимальном давлении режим поддерживается для проверки не менее 4—6 ч при условии обеспечения надежности циркуляции или гидродинамики и температурного режима поверхностей нагрева по тракту рабочей среды.

При применении паромеханических форсунок, обеспечивающих более надежный распыл мазута при малых расходах, чем механические форсунки, и при сжигании природного газа задача опыта сводится к нахождению минимальной нагрузки по условиям допустимого снижения температуры вторично перегретого пара, надежности циркуляции, гидродинамики и температурного режима поверхностей нагрева по тракту рабочей среды. Для этого котлоагрегат разгружается ступенями по (0,15—0,25)$D_н$ с выдержкой времени, необходимой для проведения всего объема измерений (но не менее 30 мин), проверяется правильность соотношения топливо — воздух. По достижении минимальной нагрузки регулировочного диапазона по названным условиям нагрузка несколько повышается для перехода в зону надежного режима и на этой нагрузке режим проверяется в течение 4—6 ч.

Надежность работы котлоагрегата на найденном нижнем пределе регулировочного диапазона проверяется путем нанесения кратковременных возмущений (примерно на 3 мин) набросами топлива и снижением расхода питательной воды на 15—20% исходного уровня. Если при этом выявится необеспеченность надежности, проверяется предыдущая ступень нагрузки.

Для предупреждения отрицательных последствий возможного обрыва факела в опыте персонал, обслуживающий котлоагрегат, должен до начала работы обеспечить соответствующие мероприятия (быструю подачу резервного топлива, передачу нагрузки другим котлоагрегатам).

Непрерывную продувку на время опыта целесообразно закрыть, согласовав этот вопрос с химическим цехом. Объем измерений увеличивается до указанного в § 1-7 применительно к балансовым опытам, если проверяемый режим может стать характерным для работы агрегата. Основные измерения и наблюдения в опыте (ведутся в основном по

эксплуатационным приборам): нагрузка котлоагрегата, параметры пара, температура питательной воды, анализ газов (вручную) за ближайшей к топке поверхностью нагрева (в конце поворотной камеры), температура в топке, расход и давление вторичного воздуха, число и сочетание работающих горелок, питателей пыли, мельниц прямого вдувания, отбор проб топлива, шлака, золы уноса, проб пыли и их просевка, нагрузка электродвигателей тягодутьевых устройств. Объем контроля температурного режима, гидродинамики или циркуляции по тракту рабочей среды определяется конструкцией котлоагрегата и результатами предварительных опытов.

1-11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО МИНИМУМА НАГРУЗКИ КОТЛОАГРЕГАТА С ИЗМЕНЕНИЕМ СОСТАВА ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Проведение данного опыта определяется необходимостью выявления минимального допустимого уровня нагрузки котлоагрегата с целью обеспечения заданного диспетчерского графика нагрузок. Для пылеугольного котлоагрегата технически достижимый минимум нагрузки определяется устойчивостью горения, надежностью работы поверхностей нагрева по тракту рабочей среды и обеспечением заданного уровня или допустимого снижения температуры перегрева пара. Опыт на пылеугольном котлоагрегате ведется как продолжение предыдущего опыта. В связи с этим после достижения нижнего предела регулировочного диапазона нагрузки зажигается подсвечивающее топливо (мазут или газ в объеме не ниже 8% по теплу) и путем отключения части работающих горелок котлоагрегат разгружается ступенями по (0,05—0,1)$D_н$. На каждой ступени нагрузки проверяется режим работы топки, уровень перегрева пара и надежность работы поверхностей нагрева по тракту рабочей среды. Длительность выдержки на каждой ступени определяется временем стабилизации режима работы котлоагрегата и проведения измерений, но не менее 20 мин.

В задачи опыта входит и выявление оптимального сочетания числа работающих горелок. При двух-трех ярусах горелок обычно отключается из работы нижний ярус или часть его горелок, а при одном ярусе сочетание горелок определяется по местным условиям (отключение накрест лежащих горелок и т. п.). Режим ведется при неизменном разрежении в топке и неизменной подаче топлива и воздуха; рециркуляция газов (при ее наличии) регулируется в соответствии с § 1-10. После достижения нагрузки котла, при которой температура перегрева пара падает ниже допустимой, происходит накопление шлака на поду в опасных размерах или режим работы поверхностей нагрева переходит в опасную по условиям надежности зону, нагрузка несколько поднимается до устранения этих явлений и данная нагрузка принимается за достижимый технический минимум. Допустимая длительность этой нагрузки для котлоагрегатов с жидким шлакоудалением должна проверяться по условиям сплавления шлака после повышения нагрузки.

Применительно к сжиганию жидкого или газообразного топлива задача нахождения технического минимума нагрузки, помимо отмеченного выше, связана с низкотемпературной коррозией хвостовых поверхностей нагрева. Количество и сочетание работающих горелок проверяется с учетом конструктивных особенностей котлоагрегата. При переходе на новое число газовых горелок давление газа задается из соотношения $p_2 = p_1(n_1/n_2)^2$, где p_1 и p_2 — давление газа соответственно при режимах, отвечающих первому n_1 и второму n_2 числу работающих горелок.

Оптимальное число и сочетание горелок определяют по значениям потерь с уходящими газами, расходов электроэнергии на тягу и дутье (в том числе и на газовую рециркуляцию), температуры вторично перегретого пара и характерным показателям наименее надежных поверхностей нагрева.

Таблица 1-16

Минимально допустимые нагрузки для котлоагрегатов энергоблоков мощностью 150, 200 и 300 МВт (в процентах номинальной теплопроизводительности)

Топливо	Мощность блока, МВт					
	300		200		160	
	Шлакоудаление					
	сухое	жидкое	сухое	жидкое	сухое	жидкое
Угли:						
Экибастузский	65 50**	—	—	—	—	—
Донецкий тощий	—	60* 50**	—	60* 50**	—	—
Кузнецкий каменный	—	70* 60**	—	—	—	—
Томь-усинские марки СС и ПС	—	—	—	80	—	—
Львовско-волынский каменный	—	—	—	65 40**	50	—
Донецкий каменный марок Д и Г, промпродукт	—	—	—	—	50*	—
Подмосковный бурый	—	—	—	—	50	—
Назаровский бурый	—	—	—	—	—	70
Челябинский бурый	—	—	50*	—	—	—
АШ	—	70* 60**	—	70* 60**	—	70* 50**
Эстонские сланцы	—	—	50	—	—	—
Мазут, природный газ	30—40***					

* Допускается ограниченная подсветка до 8% по теплу.
** Обязательна ограниченная подсветка до 8% по теплу и работа не более 2 ч.
*** Определяется по условию обеспечения температуры вторично перегретого пара.

На выбранном техническом минимуме нагрузки должна проверяться надежность поверхностей нагрева котлоагрегата нанесением возмущений аналогично изложенному в § 1-10.

Принятые в настоящее время минимальные нагрузки котлоагрегатов блочных установок приведены в табл. 1-16.

Проверка влияния топочного режима при малых нагрузках на процесс низкотемпературной коррозии в условиях сжигания высокосернистых и сернистых топлив осуществляется по специальной методике ВТИ [110] с установкой контрольных образцов труб в трубчатый воздухоподогреватель или пластин в регенеративный вращающийся воздухоподогреватель. При этом контрольными образцами должны охватываться нижние, средние и верхние зоны поверхности нагрева с лобовой стороны, внутри пакетов и на выходе из них. Одновременно следует определять точку росы в зонах установки контрольных образцов и содержание в дымовых газах SO_3. Скорость коррозии рассчитывают по потере в массе контрольных образцов из расчета на 1 м^2 площади поверхности нагрева за определенный промежуток времени (не менее 1—2 мес).

1-12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОЙ КРАТКОВРЕМЕННОЙ НАГРУЗКИ КОТЛОАГРЕГАТА

Цель проведения рассматриваемых опытов обычно связана с необходимостью проверки возможного предела нагрузки котлоагрегата применительно к условиям аварийной ситуации в энергосистеме или на электростанции.

При сжигании твердого топлива технология проведения опыта заключается в постепенном (ступенями по 5—10% $D_н$) подъеме нагрузки котлоагрегата сверх номинальной (меньшие значения для котлоагрегатов энергоблоков 150 МВт и выше, большие — для котлоагрегатов ТЭС с поперечными связями) с выдерживанием ее на каждой ступени 20—30 мин и на заключительном этапе — в течение 2 ч.

Объем измерений по условиям надежности работы высокотемпературных поверхностей нагрева блочных установок соответствует изложенному для проверки нестационарных режимов. Остальные измерения и наблюдения включают данные, перечисленные в § 1-11 и дополнительно: расход воды на впрыски пароохлаждения, отбор проб котловой воды и пара на анализ, контроль нагрузок электродвигателей тягодутьевых устройств и углеразмольных мельниц, а для установок прямого вдувания — электродвигателей мельничных вентиляторов.

Проведение опыта требует особых мер предосторожности в связи с возможным резким увеличением выхода шлака из котлоагрегата вследствие его сплавления со стен и пода топки при росте температуры факела. Ограничивающими условиями опыта могут быть недостаток воздуха или тяги, повышение температуры металла труб пароперегревателя, резкий рост шлакования, ухудшение качества пара и недопустимый рост температуры перегрева пара.

Проведение данного опыта при сжигании малошлакующих топлив позволяет проверять режим, начиная с номинальной или близкой к ней нагрузки. При сжигании шлакующих топлив начальная нагрузка определяется конструкцией котлоагрегата и маркой топлива. Следует подчеркнуть, что предельное значение нагрузки котлоагрегата для блочных установок должно быть увязано с разрешенной заводом-изготовителем перегрузкой турбогенератора.

Перевод пылеугольного котлоагрегата на сжигание жидкого или газообразного топлива после его реконструкции требует определения рабочего диапазона нагрузок агрегата на новом топливе, и в том числе выявления предельно достижимой нагрузки. Эти работы при сжигании мазута связаны с опасностью пожара в конвективной части котлоагрегата, где при неналаженной работе горелок возможны отложения сажи. Поэтому в объем подготовки к проведению опыта должны обязательно входить работы по тщательной проверке горелочного аппарата.

Механические форсунки перед установкой на котлоагрегат должны быть испытаны на водяном стенде с целью проверки их производительности, угла раскрытия конуса (примерно 85±5°) и качества распыливания. Применение нетарированных форсунок в соответствии с Правилами технической эксплуатации электростанций и сетей не допускается. Необходимо, чтобы форсунки одного типоразмера не отличались по производительности более чем на ±1,5%.

Должны быть проверены до опыта регулирующие устройства на подводе воздуха к каждой горелке и наличие пара для продувки форсунок. Подача воздуха на горелки должна быть равномерной — относительное отклонение давлений воздуха перед горелками не должно превышать ±5%. Особенно это важно при фронтовом их расположении и при сжигании мазута с малыми избытками воздуха. В этих случаях целесообразно контроль распределения воздуха вести путем измерения расходов топлива и воздуха.

Скорость воздуха в узком сечении амбразур комбинированных горелок следует иметь

на уровне 40—70 м/с при номинальной паропроизводительности котлоагрегата (большие значения для горелок наибольших мощностей). Количество и расположение работающих форсунок определяется исходя из местных условий, однако следует стремиться к обеспечению симметричного расположения форсунок для предупреждения или сведения к минимуму температурных перекосов в топке. Процесс горения мазута не должен сопровождаться образованием недожога и сажеобразованием. Для этого необходимо обеспечить работу форсунок без загрязнения ее деталей, а также выполнить правильную установку головки форсунки относительно амбразуры горелки. Выдерживание при максимальной и близкой к ней нагрузках малых избытков воздуха не обязательно, так как задачи опыта не преследуют цель достижения оптимальной экономичности (в данном опыте) и на первый план выступают вопросы надежности работы котлоагрегата. Технология опыта заключается в постепенном подъеме нагрузки с выравниванием после каждой ступени ее подъема воздушного режима по данным газового анализа. Измерения и записи в опыте те же, что и при определении минимальной нагрузки регулировочного диапазона котлоагрегата. Длительность опыта примерно 4 ч.

Максимальная нагрузка газомазутного котлоагрегата может ограничиваться недостатком тяги, дутья, повышенной температурой металла труб пароперегревателя и экранных труб, недостаточным диапазоном работы пароохладителя, снижением надежности циркуляции (по ее условиям предельная нагрузка согласовывается с заводом-изготовителем), ухудшением качества пара, недостаточностью напора питательных насосов, недопустимым ростом давления в барабане котлоагрегата, повышенным нагревом обмуровки, особенно амбразур горелок. В связи с этим опыт по определению максимальной нагрузки газомазутного котлоагрегата проводится следующим образом. При работе котлоагрегата на номинальной нагрузке полностью открываются направляющие аппараты тягодутьевых машин. В случае недостатка дутья — дымососами, а при недостатке тяги — дутьевыми вентиляторами устанавливается разрежение вверху топки на уровне примерно 20 Па ($\sim$2 кгс/м^2) и затем постепенно увеличивается подача топлива до достижения оптимального избытка воздуха, найденного при номинальной нагрузке. При появлении ограничений нагрузки по условиям одной или нескольких указанных причин прирост подачи топлива прекращается и в течение 2—3 ч проводится опыт на достигнутой (без ограничения) нагрузке с записью указанных выше показателей.

1-13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОЙ НАГРУЗКИ КОТЛОАГРЕГАТА ПРИ РАБОТЕ С ОДНИМ ДЫМОСОСОМ ИЛИ ДУТЬЕВЫМ ВЕНТИЛЯТОРОМ И НА РАЗНЫХ ЧАСТОТАХ ВРАЩЕНИЯ ИХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Данные опыты проводятся с целью определения наибольшей нагрузки, которую может обеспечить котлоагрегат при выходе из строя одного из двух параллельно работающих дымососов или дутьевых вентиляторов.

Для проверки режима работы на одном дымососе отключающие заслонки и направляющие аппараты остановленной машины должны быть закрыты, а остальные заслонки по газовому тракту котлоагрегата установлены в положения, предупреждающие газовый перекос.

В начале опыта должна устанавливаться паропроизводительность котлоагрегата 0,55—0,6 номинальной при полной нагрузке оставшегося в работе дымососа и нормальном избытке воздуха. Затем нагрузку следует постепенно увеличить (ступенями по 0,05—0,1 номинальной), регулируя избыток воздуха.

При сжигании твердого топлива для достижения возможно большей нагрузки и сохранения минимально допустимого разрежения в топке следует по возможности снизить избыток воздуха, не допуская, однако, затягивания факела в конвективную часть котлоагрегата. Прирост подачи топлива прекращается после того, как из-за появившегося недостатка тяги разрежение вверху топки снизится до нулевого. При проведении опыта необходимо обеспечить условия, исключающие возможность загорания уноса (сажи) в конвективной части котельного агрегата.

Длительность опыта при установившемся режиме 2 ч; измерения и наблюдения те же, что и в § 1-11, за исключением контроля температурного режима и гидродинамики поверхностей нагрева котлоагрегата.

В случае сжигания мазута или газа для нахождения максимально возможной нагрузки котлоагрегата при работе одного дымососа после полного открытия направляющих аппаратов работающего дымососа и дутьевых вентиляторов и установления разрежения вверху топки на уровне 2—3 кгс/м^2 на режиме ранее найденного оптимального избытка воздуха с помощью опытных зависимостей $\Delta p_{в.пд}=f(\alpha D)$ или $\Delta p_{в.пд}=f(\alpha Q_{топл})$ устанавливают расход топлива, обеспечивающий намеченную нагрузку котлоагрегата с корректировкой его для достижения оптимального избытка воздуха.

Аналогично проводятся опыты на одном дутьевом вентиляторе, при остановленном одном регенеративном воздухоподогревателе.

Приведение нагрузки котлоагрегата к заданной температуре t_2 наружного (холодного) воздуха проводится по формуле

$$D_{\text{макс}2} \approx D_{\text{макс}1} \frac{273 + t_1}{273 + t_2}, \qquad (1\text{-}33)$$

где индексы 1 и 2 относятся соответственно к величинам, определенным в опыте и пересчитываемым условиям.

Выявление диапазона работы котлоагрегата при малой (первой) частоте вращения электродвигателей тягодутьевых машин необходимо по условиям обеспечения минимальных расходов электроэнергии на собственные нужды, так как переход на большую (вторую) скорость всегда сопровождается резким увеличением затрат электроэнергии. Опыт проводится в следующей последовательности: устанавливается предварительно известная эксплуатационная нагрузка с поддержанием оптимального топочного режима при работе тягодутьевых машин на малых скоростях. Постепенно нагружая котлоагрегат с обеспечением оптимального избытка воздуха, устанавливают уровень нагрузки, при которой выявляется ограничение по дутью или тяге. После этого машина, ограничивающая дутье или тягу, переводится на следующую ступень частоты вращения и нагрузка вновь постепенно поднимается с сохранением оптимального топочного режима до уровня, когда появляется ограничение по другому показателю. Аналогично определяются зоны работы при трех ступенях частот вращения. Следует иметь в виду, что в практике эксплуатации отмечаются случаи работы котлоагрегатов при номинальной нагрузке на малых частотах вращения электродвигателей тягодутьевых машин.

Измерения и записи в опыте не отличаются от указанных для случая проверки работы на одном дутьевом вентиляторе (дымососе).

1-14. ИСПЫТАНИЯ ПРИ РЕЖИМАХ СКОЛЬЗЯЩЕГО ДАВЛЕНИЯ

Испытания прямоточных котлоагрегатов энергоблоков сверхкритического давления в режиме скользящего давления (для тех блоков, где он целесообразен) вызываются тем, что данный режим на частичных нагрузках позволяет уменьшить снижение экономичности благодаря увеличению к. п. д. цилиндра высокого давления турбины (вследствие уменьшения дросселирования пара в ее регулирующих клапанах) и снижению затрат энергии на привод питательного насоса. Этот режим должен осуществляться при нагрузках ниже некоторого уровня (примерно 70% номинальной), который характеризуется условиями полного открытия части регулирующих клапанов турбины и закрытия остальных клапанов. Последнее обеспечивает возможность быстрого частичного нагружения турбогенератора в случае снижения частоты в энергосистеме. Определяющим фактором для применения режима является надежность котлоагрегата в стационарных условиях, а также при возмущениях, характерных для этих условий. В связи с этим внедрение режимов скользящего давления требует вначале расчетной, а затем экспериментальной проверки.

Расчетная оценка режима работы котлоагрегата проводится для определения потенциально опасных поверхностей, нагрева и для уточнения объема экспериментального контроля. Расчетом выявляются поверхности, работающие на двухфазной среде, выполняется оценка температур стенки труб с учетом имеющихся данных по температурным разверкам на сверхкритическом давлении и при условии поступления на вход в отдельные змеевики пароводяной смеси с паросодержанием, вдвое превышающим среднее на входе.

При снижении давления среды в радиационных поверхностях нагрева ниже критического в них возможны нарушения гидравлического и температурного режимов, связанные для прямоточных котлоагрегатов с межвитковыми пульсациями в экономайзерно-испарительных поверхностях, неравномерностью распределения среды из коллекторов по трубам, повышенными теплогидравлическими разверками и расслоением среды. Для барабанных котлоагрегатов энергоблоков на давление 14 МПа (140 кгс/см^2) испытания при скользящем давлении проводятся только с целью выявления возможного расширения регулировочного диапазона нагрузок по условиям надежности циркуляции, температурного режима экранных труб и пароперегревателей. При этом экономичность работы энергоблока снижается, в связи с чем режимы являются вынужденными и их необходимость временно может определиться условиями прохождения минимума нагрузок.

Типовая программа ОРГРЭС испытаний для проверки работы котлоагрегата при скользящих параметрах (в дополнение к перечисленным в § 1-2 общим положениям по организации испытаний и подготовительных работ) предусматривает:

ознакомление с проектной и эксплуатационной технической документацией, тепловым и гидравлическим расчетами, тепловой схемой энергоблока и штатным объемом контроля, составление технической программы испытаний;

выявление расчетным путем (по нормативному методу гидравлического расчета паровых котлов и другим источникам) поверхно-

стей нагрева, попадающих при снижении давления в режим работы на пароводяной смеси (расчеты выполняются при численных значениях основных параметров, измеренных в опытах при стационарных режимах или на основе проектных данных);

разработку схемы измерений для определения тепловых разверок в поверхностях нагрева и проверки гидравлической устойчивости топочных экранов, составление чертежей и эскизов на отдельные узлы измерений (термопар, температурных вставок, напорных трубок и т. д.), перечня необходимых приборов и материалов, отбор и доставку их на объект испытаний;

технический надзор за работой котлоагрегата и системы авторегулирования, ознакомление с ремонтной документацией, составление перечня дефектов по котлоагрегату, арматуре, контрольно-измерительным приборам и автоматике, препятствующих проведению испытаний и рекомендаций по их устранению; контроль за выполнением этих рекомендаций;

разработку и согласование с руководством электростанции рабочих программ испытаний котлоагрегата при работе со скользящим давлением среды во всем пароводяном тракте;

проведение испытаний по проверке и отработке режимов работы котлоагрегата и блока на скользящем давлении среды в пароводяном тракте;

обработку материалов испытаний в объеме, необходимом для составления предварительного заключения, оформление и выдачу эксплуатации предварительного заключения с режимными указаниями;

окончательную обработку материалов испытаний (составление сводных таблиц, графиков тепловых разверок, фактических гидравлических характеристик поверхностей нагрева и т. д.), составление отчета об испытаниях.

По данной программе предусматривается проведение 10—12 опытов для определения надежности работы котлоагрегатов в стационарных режимах и 10—12 опытов для выявления влияния режимных возмущений.

Задачи и объем испытаний собственно прямоточных котлоагрегатов энергоблоков сверхкритического давления при их разгрузке со снижением давления в пароводяном тракте котлоагрегата изложены в типовой технической программе таких испытаний применительно к блокам мощностью 300 МВт. В соответствии с этой программой основной целью испытаний является расширение регулировочного диапазона блока по нагрузке с максимально возможным повышением экономичности и по условиям поддержания температуры вторично перегретого пара близкой к номинальной при минимальных нагрузках. В задачи испытаний всего энергоблока, и в том числе котлоагрегата, входят:

выявление диапазона «разрешенных» давления и нагрузки по условиям надежности работы поверхностей нагрева котлоагрегата в стационарных, переменных и аварийных режимах;

определение статических характеристик котлоагрегата по температурам и давлениям в широком диапазоне нагрузок;

снятие динамических характеристик участков регулирования котлоагрегата при типовых возмущающих воздействиях;

определение диапазона работы блока по нагрузке на турбопитательном насосе и запаса мощности турбопривода в различных режимах;

получение предварительных данных для оценки водно-химического режима блока в условиях глубокого изменения нагрузки со скользящим давлением;

предварительная оценка приемистости блока при работе на номинальном и скользящем давлении;

определение объема необходимых изменений тепловых защит и автоматики блока применительно к режиму работы на скользящем давлении при частичных нагрузках.

В соответствии с задачами испытаний в качестве дополнительных к штатным измерениям по одному потоку пароводяного тракта предусматриваются следующие измерения:

1. Для контроля надежности работы поверхностей нагрева котлоагрегатов:

а) измерения поверхностными (витковыми) термопарами температуры металла на выходе из змеевиков вне зоны обогрева поверхностей нагрева, попадающих в испарительную зону по состоянию среды на входе, а также нижней радиационной части (НРЧ) для контроля за раздачей пароводяной смеси и теплогидравлической разверкой. При этом термопары необходимо устанавливать с учетом различной обогреваемой длины змеевиков. Для контроля раздачи пароводяной смеси по панелям средней и верхней радиационных частей устанавливаются поверхностные термопары на выходе из каждой панели и из змеевиков внутри панелей (наибольшее количество в наиболее разверенной панели, выявленной при работе в режиме СКД). Число контролируемых змеевиков (определяется с учетом конструктивных особенностей поверхности нагрева) должно составлять не менее 30% общего количества змеевиков;

б) измерения расходов среды на входе в змеевики НРЧ для контроля за межвитковой пульсацией потока. Количество контролируемых змеевиков не регламентируется и

определяется руководителем испытаний. Схема измерений может быть ориентирована на использование только в режиме работы котлоагрегата на минимальной нагрузке;

в) измерения с помощью температурных вставок температур металла труб экранных поверхностей нагрева в обогреваемой зоне для контроля за уровнем максимальных температур и в горизонтальных экранах за «розеткой» температур по периметру труб. Количество и места установки температурных вставок не регламентируются и определяются руководителем испытаний.

2. Для снятия динамических характеристик участков регулирования котлоагрегата и оценки приемистости блока выполняется специальная схема измерений.

3. Для контроля за водно-химическим режимом работы блока (перемещением отложений по пароводяному тракту) используются отборники проб:

а) питательной воды;

б) среды перед встроенной задвижкой;

в) свежего пара;

г) пара из холодных и горячих паропроводов промежуточного перегревателя;

д) конденсата турбины (напор конденсатных насосов 1-й ступени).

При определении объема измерений целесообразно учитывать данные табл. 2-3 и рис. 2-9.

Объем и методика проведения испытаний характеризуются следующими положениями.

1. Опытные режимы работы блоков на скользящем давлении организуются при полностью открытых первых четырех регулирующих клапанах турбины и закрытых остальных; переход на режимы работы со скользящим давлением пара осуществляется при нагрузке блока примерно 70% номинальной.

2. По целям и условиям проведения опыты делятся на 4 основные группы. В первой группе опытов определяются:

а) возможный диапазон нагрузок блока по условиям надежности работы поверхностей нагрева котлоагрегата в переходных и стационарных режимах;

б) статические характеристики по температурам и давлениям среды по тракту, запас мощности по турбоприводу питательного насоса;

в) предварительная характеристика перемещения отложений по пароводяному тракту блока.

Во второй группе опытов определяется надежность работы поверхностей нагрева в аварийных режимах; в третьей группе — динамические характеристики участков регулирования котлоагрегата в исследуемом диапазоне нагрузок и давлений; в четвертой группе — характеристики блоков по приемистости при работе на номинальном и пониженном давлении.

3. Объем и условия проведения первой группы опытов следующие:

а) опыты с включенными ПВД проводятся на трех нагрузках в диапазоне 70—(30—40)% номинальной для блоков с газомазутными котлоагрегатами и 70—50% — для блоков с пылеугольными котлоагрегатами, с подсветкой мазутом или природным газом и переходом на сухое шлакоудаление. На каждой нагрузке проводятся 2 опыта. При испытаниях на дубль-блоках в работе находятся оба корпуса;

б) на блоках с пылеугольными котлоагрегатами, имеющими в качестве резервного газовое или жидкое топливо, дополнительно проводятся контрольные опыты (не менее 2—3) после сжигания природного газа в течение 2—4 недель по условиям загрязнения поверхностей нагрева котлоагрегата;

в) при определенной в процессе испытаний минимально длительной нагрузке проводится один опыт с отключенными ПВД;

г) один опыт для уточнения статических характеристик при трех нагрузках в диапазоне (50—30)% номинальной и проверки надежности при нагрузке 30% номинальной;

д) если по условиям надежности котлоагрегата при скользящем давлении регулировочный диапазон по нагрузке ограничивается (минимально допустимая нагрузка более 40% номинальной для газомазутных блоков и более 50% — для пылеугольных), полный регулировочный диапазон проверяется при определенном в испытаниях минимально допустимом давлении пара и при номинальном давлении;

е) общее число опытов 10—12, длительность опыта 6—8 ч;

ж) для получения оценочных данных по водно-химическому режиму блока требуется:

перед началом каждого опыта обеспечивать стабильный режим работы блока в течение примерно 8 ч;

осуществлять автоматическое дозирование гидразина и аммиака в тракт блока;

во всех точках отбора проб контролировать содержание кремниевой кислоты, окислов железа, соединений меди и натрия, жесткость (визуально-колориметрически); контролировать содержание кислорода в конденсате турбины; периодичность отбора проб — 30—60 мин при стабильном исходном режиме работы блока и 5—10 мин — в переходных режимах изменения нагрузки и давления.

4. Опыты второй группы проводятся в наиболее неблагоприятном для котлоагрегата режиме по температуре питательной воды

(с включенными либо отключенными ПВД), который оценивается по результатам первой группы опытов. Проверке подлежат следующие режимы:

а) резкие колебания давления в тракте блока путем изменения положения регулирующих клапанов турбины при исходных режимах; опыт № 1 — нагрузка примерно на 30% выше минимально длительной; опыты № 2—5 — минимальные нагрузки и давление по результатам первой группы опытов; опыт № 6 — нагрузка 70% номинальной при номинальном давлении. Опыты проводятся при быстром (примерно за 10 с) открытии регулирующих клапанов, с кратковременной постепенно увеличивающейся выдержкой времени (опыты № 2—5) и последующим быстрым (примерно за 10 с) возвратом клапанов в исходное положение;

б) резкие кратковременные (примерно на 5 мин) наброcы по расходу топлива и снижения расхода воды на 15 и 30% исходного уровня, переключения горелок, изменение расхода рециркулируемых газов (изменением положения направляющего аппарата дымососа рециркуляции); опыты проводятся при работе блока на минимально длительной нагрузке, определенной по результатам первой группы опытов;

в) аварийный перевод питания котлоагрегата с турбонасоса на питательный электронасос при минимальной нагрузке блока, определенной по результатам первой группы опытов. Питательный турбонасос отключается кнопкой останова. После включения ПЭН по АВР режим выдерживается в течение 10—15 мин.

Применительно к схеме дубль-блока предусматривается также проведение опытов с глубоким снижением давления в тракте блока путем отключения одного корпуса котлоагрегата. Всего проводится 3 опыта: опыт № 1 — исходный режим по нагрузке блока 70—100% номинальной (после отключения корпуса котлоагрегата блок должен оставаться в зоне «разрешенных» нагрузки и давления, определенных в первой группе опытов). Выдержка времени до восстановления исходного режима примерно 30 мин; опыты № 2—3 — исходный режим — минимальные нагрузки и давление по результатам первой группы опытов; исходное давление после отключения корпуса восстанавливается за счет прикрытия регулирующих клапанов турбины (опыт № 2) и за счет увеличения нагрузки оставшегося в работе корпуса котлоагрегата (опыт № 3).

5. Опыты третьей группы проводятся на трех нагрузках (70% номинальной и двух меньших нагрузках в пределах регулировочного диапазона) при работе блока на скользящем и номинальном давлении. Динамические характеристики участков регулирования котлоагрегата определяются при воздействиях топливом, водой, впрысками и регулирующими клапанами турбины. На минимально длительной и промежуточной нагрузках проводится по две серии опытов. Продолжительность серии опытов на каждой нагрузке — 16 ч.

6. Опыты четвертой группы проводятся на исходной нагрузке блока 55—60% номинальной. Оценка приемистости проводится при работе блока на номинальном и скользящем давлении. Наброcы нагрузки в опытах (около 20% номинальной) осуществляются путем подачи соответствующей команды на ЭГП системы регулирования турбины с одновременным увеличением на эквивалентное значение нагрузки котлоагрегата. Число опытов — 3—4, продолжительность опыта — 1 ч.

Предусмотренное технической программой определение объема необходимых изменений тепловых защит и автоматики блока связано с задачами обеспечения работы авторегуляторов котлоагрегата в широком диапазоне нагрузок с учетом статических характеристик по температуре среды в промежуточных точках тракта и изменения параметров динамических характеристик котлоагрегата при работе на скользящем давлении. Одновременно требуется перестройка структурной схемы регулирования нагрузки для обеспечения автоматического управления соответственно при исходном номинальном и при докритическом давлении пара.

Скорость нагружения блоков с барабанными котлоагрегатами при работе на скользящем давлении ограничивается в основном надежной работой поверхностей нагрева пароперегревателей. В связи с этим в режимах минимальных нагрузок температурные перекосы в топке и далее по газовому тракту должны быть минимальны. Особенно опасны кратковременные повышения температур змеевиков первых ступеней ширм пароперегревателя в начальный момент нагружения котлоагрегата вследствие отставания в этот период расхода пара через змеевики по сравнению с ростом тепловой нагрузки.

Режим разгружения барабанного котлоагрегата (блока) на скользящем давлении связан с необходимостью выдерживания критериев надежности барабана. Скорость снижения температуры насыщения в барабане по условиям появления в нем дополнительных напряжений вследствие возрастающей разности температур по толщине и периметру стенки не должна по данным ЮО ОРГРЭС превышать 2°С/мин для барабанов с толщиной

стенки 92 мм и 1,5°С/мин — при толщине 115 мм.

При переводе барабанного котлоагрегата в режим скользящего давления водяной экономайзер может перейти в «кипящий» режим работы. На низких нагрузках вследствие газовых перекосов возможны значительные теплогидравлические разверки внутри отдельных пакетов водяных экономайзеров и между пакетами, сопровождающиеся значительными «скачками» температур среды в отдельных отводящих трубах. Теплогидравлические разверки могут побуждаться неустойчивым питанием, переключением горелок и другими возмущениями. В результате в барабан из водяного экономайзера может поступать даже перегретый пар, под воздействием потока которого по данным ВТИ в эксплуатации отмечаются локальные повышения температуры стенки барабана на 30—60°С, а также повышения температуры стенок пароотводящих труб на выходе из барабана. Объем измерений по барабанным котлоагрегатам, также как и по прямоточным, определяется примерно в объеме измерений, указанном в **табл. 2-5.**

В результате проведения опытов при работе котлоагрегата на скользящем давлении строятся графики зависимости:

изменения давления по тракту блока (питательной воды, за РПК, до встроенной задвижки, перед стопорными клапанами и за регулирующей ступенью) от теплопроизводительности (нагрузки) при заданном числе открытых регулирующих клапанов турбины для условий работы одного и двух корпусов;

изменения температуры по тракту котлоагрегата (питательной воды, за водяным экономайзером, за НРЧ, за ВРЧ, свежего и вторично перегретого пара) от нагрузки при заданном числе открытых регулирующих клапанов турбины для условий работы одного и двух корпусов;

температурного и гидравлического режима поверхностей нагрева (температур пара по тракту пароперегревателей, относительных расходов среды по змеевикам НРЧ, температур вставок и змеевиков НРЧ, ВРЧ, СРЧ, расходов питательной воды, топлива) по времени при исходных стационарных условиях и при нанесении возмущений;

предельных значений скоростей циркуляции, массовых скоростей, кратностей циркуляции температурного режима отдельных панелей, экранов и перегревателей барабанного котлоагрегата от нагрузок и т. п.

Пример построения одного из графиков приведен на рис. 1-15.

Анализ графиков позволяет определить возможность внедрения проверенных режимов по условиям обеспечения указанных выше критериев надежности.

Об экономичности котлоагрегата в режиме скользящего давления можно судить по тем же показателям, что и при прочих испытаниях.

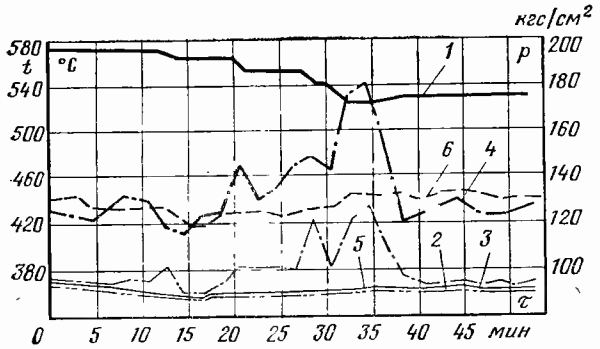


Рис. 1-15. Пример построения графика температурного режима НРЧ котлоагрегата ПК-39 при снижении нагрузки блока с 210 до 185 МВт на скользящем давлении [10].

1 — давление в котлоагрегате за НРЧ; *2* — температура среды за НРЧ; *3*, *4* — температура соответственно среды и металла в разверенном витке пятиходовой панели НРЧ (труба № 21 в третьем подпотоке нитки А); *5*, *6* — температуры соответственно среды и металла в среднем витке пятиходовой панели НРЧ (труба № 10 в первом подпотоке нитки *Б*).

1-15. ОСОБЕННОСТИ ПРИЕМО-СДАТОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЭКСПРЕСС-ИСПЫТАНИЙ

1-15-1. Приемо-сдаточные испытания

Приемо-сдаточные (гарантийно-сдаточные) испытания проводятся относительно редко и, как правило, при приемке зарубежных или поставке в другие страны котельных агрегатов, а также при необходимости проверки гарантий, выданных поставщиком оборудования. Обычно в объем гарантированных величин включаются параметры вырабатываемого пара (иногда и влажность), производительность агрегата, его к. п. д. при определенных нагрузках, расход и параметры вторично перегретого пара, чистота пара при оговоренных показателях котловой и питательной воды, расход впрыскиваемой воды при заданной температуре (только применительно к котлоагрегатам, не использующим в пароохладителях впрыск собственного конденсата). Кроме того, в соответствии с договоренностью могут гарантироваться и другие величины: потери давления в водяном экономайзере и в пароперегревателях, сопротивление котлоагрегата по газовому тракту при различных нагрузках и т. д. Вопросы проведения приемо-сдаточных испытаний энергетических котлоагрегатов всех типов отражены в материалах Постоянной комиссии по машиностроению СЭВ и Международной организации по стандартизации (ISO) [32, 77].

Приемо-сдаточные испытания должны проводиться после окончания наладочного периода, поскольку в их цели не входят вопросы наладки котлоагрегатов и его элементов. Обычно при отсутствии специального письменного соглашения приемо-сдаточные испытания должны проводиться в течение гарантийного периода[1]. Основные отличия организационно-методических вопросов при приемо-сдаточных испытаниях в сравнении с рассмотренными выше применительно к балансовым испытаниям сводятся к следующему.

Заинтересованные стороны до испытаний должны прийти к соглашению относительно толкования гарантий и их основных деталей, о целях испытаний, о методах и способах их проведения. Договором (соглашением) на проведение приемо-сдаточных испытаний котлоагрегата определяются (могут определяться):

обязательства по обеспечению выполнения предусматриваемых договорам работ и обеспечению сжигания предусмотренного топлива с необходимым расходом и без значительных потерь с неполнотой сгорания;

поправочные кривые или таблицы для любого отклонения от установленного (номинального) режима (отклонения температуры питательной воды, пара на входе в промежуточный перегреватель, горячего и холодного воздуха и др.) при изменении паропроизводительности (экспериментальные или расчетные);

число и продолжительность опытов;

обязательство поставки на объект для проведения работы соответствующего количества топлива с отклонениями по качеству в установленных допусках;

соотношение расходов различных топлив при их совместном сжигании;

метод определения к. п. д. котлоагрегата (прямым или обратным балансом);

способ (метод) выражения термического к. п. д. (в зависимости от высшей или низшей удельной теплоты сгорания);

общая методика проведения испытаний и ответственность за соблюдение режимов работы во время испытаний;

ответственность каждого изготовителя (если их несколько) за работу отдельных элементов (узлов) установки и за работу всего котельного агрегата;

лаборатории, оборудованные по стандарту, для проведения необходимых анализов топлива и отходов сжигания;

поставка дополнительных образцов проб топлива в случае нарушения герметичности, утери и т. п. основных проб;

любое изменение методов измерений, предусмотренных правилами испытаний (должны быть указаны в протоколе испытаний);

действующие (используемые) таблицы состояния пара;

состояние установки (чистота поверхностей нагрева, износ, гидравлическая плотность и т. д.) и работа очистных (дробеочистка и др.) устройств;

включение продувки котлоагрегата, метод измерения ее;

работа золоохлаждающего оборудования (системы гашения шлака);

метод измерения расхода топлива;

метод отбора проб топлива;

метод определения размолоспособности топлива;

метод определения массы отходов (шлака, летучей золы, провалов, мельничных выбросов и др.);

метод определения потерь тепла при наличии шлаковых бункеров (шахт), наполненных водой (потери с физической теплотой топлива и отходов, с водяным паром, поступающим в топку при испарении воды в бункере);

метод отбора проб отходов;

метод отбора проб и анализа газов;

метод измерения количества питательной воды;

приборы, используемые для измерения температуры:

определение радиационных потерь и потерь конвекцией при испытаниях с определением к. п. д. обратным методом;

методы измерения чистоты пара и поправки к ним, методы подготовки (кондиционирования) питательной воды;

размещение аппаратуры и приборов;

интервалы между измерениями;

условия прекращения (непризнания, непринятия) испытаний, условия, дающие основания считать испытания плохо проведенными;

сроки проведения подготовительных работ, испытаний и предоставления отчета;

финансовые вопросы.

В договоре (соглашении) указывается, что испытания должны проводиться квалифицированным опытным специалистом (экспертом), который назначается заинтересованными сторонами, при этом определяются его обязанности и ответственность. Обычно руководителем испытаний назначается представитель согласованной с поставщиком научно-исследовательской или специализированной наладочно-технологической организации, которому по вопросам испытаний подчиняются представители заказчика и поставщика. Руководитель испытаний разрабатывает согласуемые с заинтересованными сторонами рабочую программу

[1] Обычно в контракте оговаривается, что этот период не превышает 1500 ч непрерывной работы под нагрузкой после пуска из монтажа.

работ, схему расстановки приборов, описание методики измерений. Во время испытаний режимы работы установки ведутся представителем и персоналом поставщика или по согласованию сторон без последнего, а руководитель испытаний осуществляет наблюдение за ходом опытов. С ним же должен согласовывать все детали ведения режима представитель поставщика. При этом представитель заказчика имеет право потребовать прекращения опытов, если в результате действий представителя поставщика возникает опасность для нормальной работы предприятия или возникновения аварии (аварийной ситуации). Все спорные вопросы во время опытов подлежат разрешению только руководителем испытаний, он же следит за строгим выполнением согласованной программы.

Особенностью приемо-сдаточных испытаний является определение только к. п. д. брутто котлоагрегата путем полного теплового баланса или путем определения всех потерь теплового баланса. При этом определение потерь с уходящими газами, от механической и химической неполноты сгорания, с физическим теплом шлака и уноса рекомендуется и для прямого метода.

До начала испытаний установки должна быть проведена достаточно длительная проверка эксплуатационных условий с позиций выполнения рабочих требований. Показатели работы при этом характеризуются:

расходами и параметрами свежего и вторично перегретого пара;

температурами питательной воды на входе в установку и пара на входе в промежуточный перегреватель;

температурой горячего воздуха.

Рабочие требования должны выполняться в местах, предусмотренных контрактом (договором) или, если нет спецификации этих мест, то в точках, близких к рассматриваемым элементам. Проверяется также возможность сжигания соответствующих топлив с необходимым расходом и отсутствие значительных потерь тепла из-за неполноты горения (газовым анализом). С этой целью должно быть заблаговременно подготовлено топливо, чтобы поставщик мог правильно наладить топочный процесс. Если такие предварительные наблюдения показывают, что перечисленные требования по номинальным эксплуатационным условиям не выполняются в совокупности или в части их, либо характеристики топлива отличаются от предусмотренных, испытание может быть проведено в существующих условиях по соглашению сторон об изменениях, связанных с гарантиями.

Подготовительные работы при приемо-сдаточных испытаниях в основном не отличаются от балансовых испытаний. Следует лишь отметить, что осмотр установки (§ 1-3) должен проводиться с особой тщательностью. При этом обращается внимание на то, чтобы подверженные износу детали (била молотковых мельниц, размольный стол и валки среднеходных мельниц, лопатки дымососов и другие элементы) не находились в состоянии, ограничивающем достижение гарантированной паропроизводительности. Осматриваются все предусмотренные точки измерений и расположение приборов. Не используемые при испытаниях трубопроводы котлоагрегата, по которым возможны нерегистрируемые утечки пара, воды, жидкого или газообразного топлива, должны быть отглушены; если это почему-либо невозможно, то обычно предусматривается разъединение таких трубопроводов с целью установления надзора за возможными утечками. Плотность дренажных линий предохранительных клапанов и питательной линии проверяется руководителем испытаний совместно с представителями сторон после пуска котлоагрегата. Осмотр установки руководителем испытаний и представителями сторон при подготовке к испытаниям проводится лишь при условии, что агрегат приведен в полную техническую исправность. Выявленные дефекты актируются и письменно закрепляется согласие сторон на проведение опытов при зафиксированных недостатках.

Проводимые при приемо-сдаточных испытаниях предварительные испытания по своим задачам не отличаются по существу от аналогичных при испытаниях III категории сложности. При этом по соглашению сторон они могут быть признаны в качестве приемо-сдаточных, если соблюдены соответствующие договорные условия. Следует отметить, что основные опыты должны быть проведены, по возможности, непосредственно за предварительными. В случае, если предварительные испытания дают неудовлетворительные результаты, котлоагрегат должен быть представлен в распоряжение поставщика для устранения выявленных недостатков и подготовки к приемочным испытаниям.

В отличие от испытаний II категории сложности при приемо-сдаточных испытаниях с целью обеспечения стабилизации теплового состояния котлоагрегата с камерной топкой до начала опытов 9 ч из последних 12 ч котлоагрегат должен нести нагрузку на уровне 0,75 испытательной, а в последние 3 ч, как и при испытаниях II категории сложности, на нем должна поддерживаться испытательная нагрузка. В эти последние 3 ч колебания нагрузки и параметров не должны быть резкими (не более 2% изменения паропроизводительности или давления в минуту). При этом не должна

превышаться максимальная паропроизводительность котлоагрегата, а отклонения параметров пара должны находиться в допустимых пределах (см. табл. 1-1 и 1-9).

Все основные характеристики режима должны быть идентичны в начале и в конце опыта. Для проверки этого по окончании опыта должен сохраняться неизменный режим работы установки еще 1 ч. По соглашению сторон последний час поддержания неизменного режима может быть отменен при схемах пылеприготовления с прямым вдуванием, а также при сжигании жидкого и газообразного топлива. Основным фактором, определяющим продолжительность опыта при сжигании твердого топлива, является время, необходимое для снижения колебаний количества топлива в системе между точкой взвешивания и точкой ввода его в топку в начале и в конце испытаний до значения, не оказывающего существенного влияния на измеренный к. п. д. Для топок с жидким шлакоудалением требуется продлить продолжительность периода, предшествующего опытам, и самих опытов (достаточно обычно 4 ч дополнительного времени опыта), что устанавливается совместно заинтересованными сторонами. Это связано с необходимостью точного определения количества улавливаемой в топке золы и потерь с физическим теплом жидкого шлака.

При сжигании жидкого и газообразного топлива продолжительность опытов не отличается от значений, указанных для балансовых испытаний. Длительность перерывов между соседними режимами также может приниматься по табл. 1-9. В испытаниях топки для определения ее к. п. д. в отличие от испытания всей котельной установки определение потерь с химической неполнотой сгорания и избытков воздуха производится по анализу газов на выходе из топки.

При сжигании топлива на механических решетках их средняя скорость движения и высота слоя, а также тягодутьевой режим должны быть неизменными в начале и конце опыта в течение определяемого опытным путем достаточно длительного времени. В соответствии с этими условиями, если в ходе опыта неизбежна смена наблюдателей (из-за большой его продолжительности), необходимо в начале и в конце опыта иметь на рабочем месте один и тот же персонал.

Важным моментом в организации приемо-сдаточных испытаний является определение условий, при которых испытания могут быть признаны не принятыми (отвергнуты) или прекращены до предусмотренного договором окончания работ. К числу таких моментов, заранее оговариваемых заинтересованными сторонами, могут относиться значительное расхождение в характеристиках сжигаемого и намеченного для сжигания топлива, серьезные противоречия в полученных данных, недопустимые отклонения режима в ходе опытов. Мгновенные (кратковременные) изменения могут превосходить установленные предельные значения и не быть причиной отказа от испытаний, если заинтересованные стороны, принимая во внимание частоту, продолжительность и время возникновения изменений, примут решение, что они существенно не нарушают (сверх оговоренного) температурное равновесие элементов котлоагрегата.

Требования к приборам и методам измерений, методам отборов проб топлива и отходов при приемо-сдаточных испытаниях практически не отличаются от требований при балансовых испытаниях, приведенных в последующих главах. Как правило, проводятся измерения, необходимые только для проверки гарантированных значений; все дополнительные измерения должны согласовываться особо.

Измерительные приборы должны подвергаться тарировке непосредственно перед началом и после опытов. Стороны могут согласиться на использование приборов, имеющих паспорт тарировки, полученный от авторитетной организации ко времени проведения испытаний. Обычно предусматривается дублирование измерительных приборов, которые могут быть повреждены во время опытов. Дублирующие приборы, как и основные, должны предварительно и после опытов проходить тарировку. Применяться должны только те приборы, показания которых могут контролироваться. При недопустимой погрешности измерений должны немедленно включаться дублирующие приборы. Всякая замена прибора во время опыта должна быть обязательно указана в журнале наблюдений. Журнал непосредственных наблюдений должен вестись не менее чем в двух экземплярах, что позволяет каждой из заинтересованных сторон получить контрольный экземпляр. Поправки и исправления должны записываться в журнале отдельно. Частота снятия показаний приборов определяется условием получения представительного среднего значения величины. За исключением количественных измерений, интервал между отсчетами должен составлять 10—15 мин при условии, что имеется не менее 25 равномерно по времени расположенных отсчетов. В случаях появления внезапных изменений может потребоваться сокращение указанного интервала. При измерении расхода с использованием показывающих приборов интервал принимается равным 0,5 мин или особо оговаривается. Таблицы и диаграммы воды и водяного пара, на основе которых даются гарантии, должны быть применены при обработке результатов

опытов. Наименование и год их изданий должны быть указаны в отчете об испытаниях.

Проверка гарантий поставщика котельной установки ведется путем сравнения гарантированных значений величин со значениями, полученными в опытах, с учетом оговоренных соглашением допусков. При этом актируется допуск к результатам опытов при испытаниях (не менее ±1,5% по к. п. д. брутто агрегата, или топочного устройства). Гарантированные значения считаются выдержанными, если отклонения от них измеренных значений равны или меньше предусмотренных допусков или общего допуска, рассчитанного по отдельным допускам. Допуски измерений при приемо-сдаточных испытаниях принимаются по данным гл. 14. Результаты испытаний должны быть пересчитаны по поправочным данным на гарантийные значения величин. Если гарантийный к. п. д., зависящий от паропроизводительности, задан не кривой, а отдельными точками при определенных нагрузках, он должен быть пересчитан для любой другой нагрузки. В этом случае гарантийный к. п. д. при измеренной паропроизводительности определяется линейной интерполяцией между ближайшими гарантийными значениями к. п. д. Если измеренная паропроизводительность находится за границами гарантийного значения, возможна линейная экстраполяция, пока средняя паропроизводительность за период испытания, пересчитанная на гарантийное состояние пара, не отличается в ту или иную сторону от гарантийной больше чем на 7%.

Отчет о результатах приемо-сдаточных испытаний составляется по рекомендуемой типовой схеме, приведенной в § 14-21. В отчете должны быть сведения, необходимые для определения, вычисления и оценки результатов измерений (схема установки с нанесенными точками измерений, перечень измеряемых величин с данными об использованных измерительных приборах и методах измерений, данные об официальной ревизии измерительных приборов и т. п.). Наряду со средними определяемыми значениями в отчете указываются максимальные и минимальные значения. Должны быть приложены диаграммы самопишущих приборов основных измеряемых величин или же их графические зависимости и перечень измеренных значений. Копии или фотографии записей измерений, если они не вносятся в отчет, должны быть переданы заинтересованным сторонам. В отчете необходимо указать гарантийные условия и в заключение должно быть ясно отмечено выполнение или невыполнение гарантий. При этом для соблюдения интересов поставщика не допускается какая-либо критика испытанной установки.

1-15-2. Эксплуатационные экспресс-испытания

Эксплуатационные экспресс-испытания котельных агрегатов с камерным сжиганием одного основного вида топлива приводятся после типовых ремонтов (капитального или среднего). Они позволяют сравнить состояние установки и качество ремонтных работ путем сопоставления результатов испытаний с данными, полученными после одного из двух последних ремонтов, обеспечившего лучшие эксплуатационные результаты. Проводятся экспресс-испытания в течение месяца после окончания ремонта. В объем испытаний входит снятие характеристики агрегата при номинальной (близкой к ней) нагрузке в режиме (коэффициент избытка воздуха, число работающих горелок, разрежение вверху топки и т. д.), определенном действующей режимной картой, составленной на базе режимно-наладочных испытаний. К числу этих характеристик относятся:

возможность длительной работы без ограничений на номинальной нагрузке;

потери тепла с уходящими газами, от химической неполноты сгорания при сжигании жидкого и газообразного топлива и от механической неполноты сгорания при сжигании твердых топлив, удельные расходы электроэнергии на тягу, дутье и пылеприготовление (размол топлива и транспорт топливной пыли);

присосы воздуха в топочную камеру, в газоходы отдельных поверхностей нагрева и соединительных участков, в пылесистему;

температура газов, воздуха и рабочей среды, температурные разверки по пароводяному тракту;

аэродинамическое сопротивление газового и воздушного трактов;

пределы регулирования температуры перегрева пара.

Программой испытаний обычно предусматривается: 2 опыта для определения присосов воздуха в топку, 2 опыта для определения экономических показателей и 2 опыта для определения присосов воздуха в пылесистему. Программа согласовывается начальником цеха наладки (руководителем группы режимов) и начальниками соответствующих цехов. В объем подготовки к испытаниям входят:

осмотр горелок, средств регулирования, состояния датчиков контроля в период поузловой приемки агрегата из капитального ремонта;

проверка по данным химлаборатории электростанции качества топлива и его соответствия топливу, при сжигании которого была составлена режимная карта;

подготовка к испытаниям переносных приборов и приспособлений, журналов наблюдений и пр.;

инструктаж участвующего в испытаниях персонала по технике безопасности.

В связи с тем что большинство измерений проводится по эксплуатационным приборам, они должны быть в исправности и проверены в соответствии с инструкциями Госстандарта. Дополнительно на период испытаний устанавливаются приборы и аппараты, необходимые для выполнения газового анализа (из газохода с температурой 500—600°С, за последней поверхностью нагрева, за дымососами) и определения присосов воздуха (см. табл. 1-4). То же относится к эксплуатационным установкам для отбора уноса; пробы шлака отбираются вручную из установки шлакоудаления.

Объем приспособлений для испытаний определяется конструкцией котлоагрегата и выбирается с использованием [7].

При экспресс-испытаниях используются получаемые на электростанциях поправочные коэффициенты к показаниям эксплуатационных приборов, учитывающие неравномерность по сечению потока, тарировочные коэффициенты эксплуатационных уносных установок для определения потерь от механической неполноты сгорания и поправочные коэффициенты к показаниям электросчетчиков механизмов собственных нужд котельного агрегата. При сжигании газа и мазута разрешается контроль СО по индикаторным палочкам. Допустимые отклонения показателей работы котлоагрегатов до и во время опытов для выявления их экономичности определяются по табл. 1-1 применительно к испытаниям III категории сложности. В прочих вопросах условия проведения экспресс-испытаний не отличаются от изложенного в предыдущих разделах.

1-16. ОСОБЕННОСТИ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕМЕНТОВ КОТЛОАГРЕГАТА

В задачи испытаний отдельных элементов могут входить: выявление условий работы новых конструкций и схем элементов поверхностей нагрева (контуров циркуляции или типов панелей, пакетов пароперегревателей, водяных экономайзеров и т. д.), выявление тепловосприятий по ширине и высоте экранов (панелей), гидродинамических характеристик, статических характеристик средств регулирования температуры перегрева пара, экспериментальная проверка существующей или вновь принятых методик расчета или испытаний и др.

Вопросы испытаний пароперегревателей и водяных экономайзеров достаточно освещены за последние годы [13, 66 и др.], и поэтому здесь приведены краткие сведения лишь по испытаниям испарительных поверхностей циркуляционных контуров котлоагрегатов и воздухоподогревателей.

Испытания испарительных поверхностей нагрева. Испытания испарительных поверхностей нагрева котлоагрегатов с естественной циркуляцией предусматривают проверку устойчивости и кратности циркуляции в подъемных и отпускных трубах со сведением баланса циркуляции, определение паропроизводительности и локального тепловосприятия экрана и определение сопротивления опускных труб экрана.

Для прямоточных котлоагрегатов испытания испарительных поверхностей предусматривают определение гидродинамических характеристик, тепловосприятия труб и панелей и установление коэффициента неравномерности гидравлической и тепловой разверки.

Программы этих работ предусматривают около 20 опытов (основных и контрольных). Указания по критериям надежности и объему измерений для этих испытаний приведены в гл. 1. Кроме того, должны измеряться паропроизводительность котлоагрегата, параметры пара, температура металла стенки экранных труб, обращенная к факелу (на разной высоте топки), состав продуктов сгорания за конвективным пароперегревателем и другие параметры, характеризующие работу котлоагрегата.

Определение тепловосприятия экранных труб проводится прямым измерением с применением калориметрических вставок или труб калориметров, либо косвенным путем — расчетом по измеренной температуре стенок труб, обращенных к факелу.

При определении удельного тепловосприятия, ккал/(м²·ч), по температуре стенки расчет ведется по упрощенной формуле:

$$q = \frac{\lambda_{ст}}{\delta_{ст}}(t_{ст} - t_{в}), \qquad (1\text{-}34)$$

где $\lambda_{ст}$ — коэффициент теплопроводности металла стенки, ккал/(м·ч·°С), значение λ принимается по справочным данным; $\delta_{ст}$ — толщина стенки трубы в точке измерения температуры, считая от внутренней поверхности трубы до точки закладки рабочих концов термопары, м; $t_{ст}$ — измеренная температура стенки, °С; $t_{в}$ — температура воды в трубе, °С.

Полное тепловосприятие экрана, ккал/ч,

$$Q_{э} = q_{ср} H_{э}, \qquad (1\text{-}35)$$

где $q_{ср}$ — среднее удельное тепловосприятие экрана по высоте и ширине топки, определяемое из графика эпюры локальных тепловосприятий; $H_{э}$ — радиационная поверхность экрана, определяемая согласно указаний ([96], гл. 6).

Паропроизводительность экрана котлоагрегата с естественной циркуляцией, т/ч,

$$G_э = \frac{Q_э - G_в \Delta i_н}{r}, \qquad (1\text{-}36)$$

где $G_в$ — количество воды, поступающей в экран, т/ч; r — скрытая теплота парообразования при давлении на выходе из котлоагрегата (в барабане), ккал/кг; $\Delta i_н$ — недогрев воды до кипения в барабане котлоагрегата, определяемый по равенству $\Delta i_н = (i' - i''_{в.э})/k_{с.ц}$; i', $i''_{в.э}$ — соответственно энтальпия насыщенного пара и воды за водяным экономайзером, ккал/кг; $k_{с.ц}$ — средняя кратность циркуляции по котлоагрегату: $k_{с.ц} = G_{оп}/D_к$; $G_{оп}$ — общий расход воды через опускные трубы, т/ч.

Определение сопротивления опускных труб проводится по прямым измерениям. Полученные результаты сравниваются с расчетными. Результаты измерений перепадов статического давления обрабатываются согласно [109], а динамических напоров — по указаниям гл. 8.

Опыты должны проводиться при стационарных и пусковых режимах. Если эти опыты не совмещаются по времени с режимно-наладочными (балансовыми) испытаниями или с пусковыми испытаниями (см. гл. 2), то опыты необходимо проводить при следующих режимах работы котлоагрегата: на номинальной и трех частичных нагрузках (включая нижний предел регулировочного диапазона и технический минимум нагрузки), при изменении избытка воздуха на номинальной или близкой к ней нагрузке, при различных степенях рециркуляции дымовых газов и при различном сочетании работающих горелок (мельниц).

Испытания воздухоподогревателей. Основными целями испытаний рекуперативных (трубчатых) и регенеративных воздухоподогревателей могут быть: выявление их тепловых и аэродинамических характеристик, характеристик надежности; уточнение коэффициента использования поверхности нагрева; разработка рекомендаций по эксплуатации.

В объем этих работ включаются: выявление количества присосов, значений неравномерностей скоростей потоков воздуха и продуктов сгорания по сечению воздухоподогревателя, определение оптимальных режимов работы по скорости газа и воздуха, выявление тепловосприятия по отдельным ступеням воздухоподогревателя, определение коэффициентов теплопередачи, температуры точки росы и др.

Основные измеряемые параметры при испытаниях:

по воздушному тракту: температура воздуха во всасывающих коробах дутьевых вентиляторов (до места врезки воздуховода рециркуляции), перед воздухоподогревателем (до и после калориферов), в коробе после воздухоподогревателя и за каждой его ступенью, перед горелками или за вентилятором горячего дутья при наличии системы отсоса перетечного воздуха;

давление воздуха в коробе перед воздухоподогревателем (до и после калориферов), в коробе после воздухоподогревателя и за каждой его ступенью;

количество воздуха, поступающего в воздухоподогреватель и выходящего из него; количество горячего воздуха на линию рециркуляции к всасывающим коробам дутьевых вентиляторов;

по газовому тракту: температура продуктов сгорания на входе и выходе из воздухоподогревателя, точки росы продуктов сгорания, металла стенки труб (набивки [108]) воздухоподогревателя в районе поступления холодного воздуха;

разрежение (давление) продуктов сгорания на входе и выходе из воздухоподогревателя и после каждой его ступени;

расход продуктов сгорания до и после воздухоподогревателя, расход перетечной среды;

состав продуктов сгорания за первичным пароперегревателем и в газоходах до и после воздухоподогревателя.

Кроме того, в объем измерений входят: расход пара на калориферы, его давление и температура на входе и на выходе из калориферов; частота вращения ротора воздухоподогревателя, расходы электроэнергии на его привод и на привод дымососа перетечной среды, нагрузка котлоагрегата, давление и температура перегретого пара, температура питательной воды.

Присосы воздуха в рекуперативных и перенос (присос) газов и воздуха в РВП определяются и подсчитываются согласно указаниям гл. 1. Прямые измерения перетоков, утечек и присосов РВП пока технически невыполнимы и поэтому расход через 1 м длины лабиринта оценивается согласно [13] по формуле

$$V = \zeta \frac{\delta}{1000} \sqrt{\frac{2g}{\rho}(p_1 - p_2)}; \qquad (1\text{-}37)$$

где $\zeta = 0{,}5 - 0{,}7$ — коэффициент расхода, зависящий от конструкции уплотнений (для уплотнений с одним гребнем ζ принимается равным 0,6); δ — высота зазора, мм; ρ — плотность воздуха, кг/м³; p_1 и p_2 — давление перед лабиринтом и после него, кгс/м².

Испытания проводятся при удовлетворительном эксплуатационном состоянии воздухоподогревателя после его очистки от золы уноса. В зависимости от типа и схемы воздухоподогревателя программа испытаний может быть различной и в общем случае сводится к следующей.

Для рекуперативных воздухоподогревателей:

1) предварительные измерения при номинальной или близкой к ней нагрузке котлоагрегата (тарировка температурных полей по газовой и воздушной сторонам, тарировка сечений газоходов перед каждой ступенью по составу продуктов сгорания, определение присосов) — 2 опыта;

2) проверка работы воздухоподогревателя при номинальной и частичной нагрузках (60—70% номинальной и минимальной) котлоагрегата с включенной рециркуляцией воздуха или предварительным подогревом воздуха от постороннего источника тепла (калориферный подогрев) — 3 опыта (один из них контрольный).

Для регенеративных воздухоподогревателей:

1) предварительные операции и измерения при номинальной или близкой к ней нагрузке (проверка: состояний компенсаторов, отсутствия смещений и коробления крышки, состояния уплотнений, осевого и радиального биения ротора, отклонения оси его вала и др.);

2) опыты при номинальной и частичных нагрузках (60—70% номинальной и минимальной) с полным объемом измерений и одновременным отбором на анализ проб газов до РВП и за ним при работе и отключенном дымососе перетечной среды и различных частотах вращения ротора — 4 опыта (один из них контрольный).

В связи с тем что переток воздуха на газовую сторону и его присос существенно влияют на состав продуктов сгорания и на температурное поле на выходе газов из РВП, пробы газов должны отбираться согласно рекомендациям гл. 8 из точек тарируемых сечений. При этом тарировка должна вестись в трех сечениях до РВП и в четырех сечениях за ним. Температуры продуктов сгорания следует измерять в сечении отбора проб газов с использованием антенных термопар (см. гл. 6).

Тепловой баланс воздухоподогревателей (в расчете на 1 кг топлива):

для рекуперативного (см. рис. 1-3):

$$V_{п.с}(c'_{п.с}t'_{п.с} - c''_{п.с}t''_{п.с}) + V_0[(\alpha_1 - 1)c'_в t'_{п.с} - (\alpha_2 - 1)c''_в t''_{п.с}] = V_0[\beta'' c''_в t'' - \beta' c'_в t'], \quad (1\text{-}38)$$

где $V_{п.с}$ — объем продуктов сгорания при $\alpha = 1$; V_0 — теоретически необходимый объем воздуха, м³/кг; $c_{п.с}$, $c_в$ — теплоемкости соответственно продуктов сгорания и воздуха, ккал/(м³·°С); α_1, α_2 — коэффициенты избытка воздуха по газовой стороне соответственно на входе и на выходе из воздухоподогревателя; β_1, β_2 — коэффициенты избытка воздуха по воздушной стороне соответственно на входе и на выходе из воздухоподогревателя; $t_{п.с}$, $t_в$ — температура продуктов сгорания и воздуха, °С;

для регенеративного (см. рис. 1-1)

$$V_{п.с}c'_{п.с}t'_{п.с} + (\alpha_1 - 1)V_0 c'_в t'_{п.с} + \Delta\alpha V_0 c_{х.в} t_{х.в} + \Delta\alpha_2 V_0 c_{х.в} t_{х.в} + \beta_1 V_0 c'_в t'_в = V_{п.с}c''_{п.с}t''_{п.с} + (\alpha_2 - 1)V_0 c''_в t''_{п.с} + \Delta\beta_1 V_0 c'_в t'_в + \Delta\beta_2 V_0 c''_в t''_в + \beta_2 V_0 c''_в t''_в, \quad (1\text{-}39)$$

где $\Delta\alpha_1$, $\Delta\alpha_2$ — присосы холодного воздуха по «горячей» и «холодной» сторонам РВП; $\Delta\beta_2$ — утечка горячего воздуха; $\Delta\beta_1$ — утечка холодного или перегретого воздуха до РВП; $t_{х.в}$ — температура окружающего (холодного) воздуха; остальные обозначения при формуле (1-38).

Согласно [13] использование расчетного метода определения присосов и утечек по формуле (1-37) не отражается существенно на точности сведения теплового баланса.

Для уточнения коэффициента использования рекуперативного воздухоподогревателя находится опытный коэффициент теплопередачи $K_{оп} = \frac{Q}{\Delta t H}$, ккал(м²·ч·°С), который относится к его расчетному значению.

О надежности рекуперативного воздухоподогревателя судят по температуре стенки труб (одна термопара на 1—2 м² в двух сечениях контроля) в зоне поступления холодного (слабоподогретого) воздуха, замеренной точке росы и сопротивлению воздухоподогревателя.

Для РВП опытный общий коэффициент теплопередачи должен быть посчитан по полной (с двух сторон) площади поверхности листов набивки, расположенной во всем роторе.

Общий расчетный коэффициент теплопередачи, ккал/(м²·ч·°С), подсчитывается по формуле

$$K_{об.р} = \frac{K^х_р H^х + K^г_р H^г}{H^х + H^г},$$

где $K^х_р$, $K^г_р$ — соответственно расчетные коэффициенты теплопередачи горячей и холодной частей ротора; $H^х$, $H^г$ — поверхности нагрева холодной и горячей частей ротора, м². О надежности РВП судят по надежности его механической части и скорости коррозии набивки.

ГЛАВА ВТОРАЯ

ИСПЫТАНИЯ КОТЛОАГРЕГАТОВ ПРИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ

2-1. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ИСПЫТАНИЙ

Испытания котлоагрегатов при нестационарных режимах связаны с необходимостью определения и выбора оптимальных маневренных характеристик агрегатов: продолжительностей растопок и остановов, подъема и сброса нагрузки и степени устойчивости котлоагрегата, соотношения «топливо — воздух» и др. В зависимости от ставящихся задач в каждом конкретном случае с учетом конструкции котлоагрегата, пусковых схем, проверяемой или отрабатываемой технологии выявляются программа испытаний, объем измерений и численность привлекаемого к экспериментам персонала. При этом почти всегда испытания связаны с определением как экономических показателей проверяемых режимов, так и надежности тех или иных элементов котлоагрегата.

В программу испытаний котлоагрегатов блочных установок включаются опыты по проверке пуска установки из различных тепловых состояний, по режиму подключения второго корпуса в дубль-блоках, по режимам останова с расхолаживанием и без расхолаживания оборудования. Аналогичные режимы включаются в программу испытаний котлоагрегатов, работающих на общий паропровод. По особой программе проводятся испытания, связанные с проверкой и отработкой режимов сбросов нагрузки до холостого хода или нагрузки собственных нужд. Для организации и проведения таких испытаний требуется осуществление в ряде случаев специальных мероприятий (применение специальных автоматических устройств, дополнительных дистанционных приводов к исполнительным механизмам и др.).

Для проведения испытаний с целью отработки пусковых режимов неприменимо условие полного установившегося теплового состояния оборудования и точного сведения теплового баланса. По этой причине, как следует из ряда испытаний, погрешность определения потерь тепла на отдельных этапах пуска и останова энергоблоков и котлоагрегатов, работающих на общий паропровод, достигает $\pm(20—25)\%$ с минимальным отклонением в отдельных случаях от суммарных затрат тепла на уровне $\pm 5\%$.

Естественно, что в настоящей главе не могут рассматриваться рекомендации по использованию определенных технологических приемов ведения режимов при испытаниях, так как они часто носят нетиповой характер и, кроме того, зависят от особенностей пусковых схем и конструкции оборудования. Применительно к установкам энергоблоков эти вопросы связаны также с условиями работы паропроводов, арматуры и элементов турбин, что не является темой настоящей книги.

К настоящему времени методики испытаний котлоагрегатов при переходных режимах еще недостаточно отработаны, а опыт проведения таких испытаний и организации измерений относительно мало освещены в литературе. В связи с этим излагаемые далее материалы по данному вопросу носят в значительной мере факультативный характер.

2-2. ИСПЫТАНИЯ ПРИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ КОТЛОАГРЕГАТОВ

2-2-1. Испытания при режимах пуска и останова

Программа рассматриваемых испытаний и объем проводимых измерений зависят от типа котлоагрегата (прямоточный, барабанный), его конструктивных особенностей (системы экранирования топки, конструкции и компоновки поверхностей нагрева), типа установки (моноблок, дубль-блок, установки с поперечными связями) и поставленных задач. Последние могут быть разделены на две основные группы:

проверка на серийных котлоагрегатах технологии пуска и останова в соответствии с типовой инструкцией, разработанной на основе испытаний головной установки (серии установок) данного типа;

отработка рациональных (по условиям надежности и экономичности) режимов пуска и останова головных установок.

Подготовительные работы к испытаниям в обоих случаях проводятся в соответствии с изложенным в § 1-3.

В первом случае объем дополнительных (к эксплуатационным) измерений определяется показателями надежности оборудования, контроль которых необходим в соответствии с указаниями типовой инструкции. Кроме того, необходимость дополнительных измерений может определиться местными условиями (типом растопочного и основного топлива, отличиями в схемах отдельных узлов, органов управления и т. п.). Опыты должны проводиться в соответствии с графиками-заданиями, приведенными в указанной инструкции для различных исходных тепловых состояний оборудования.

В программе первой серии опытов должна быть предусмотрена проверка (по одному разу) всех режимов, заданных типовой инструкцией. Во второй серии испытаний должны повторяться опыты, при проведении которых не удалось воспроизвести заданные режимы (естественно, что предварительно необходимо выяснить причины этого).

Наиболее сложными и трудоемкими являются испытания второй группы. При проведении этих испытаний должны быть выявлены возможности основного и вспомогательного оборудования, разработаны и проведены мероприятия (режимные, реконструктивные), позволяющие обеспечить надежность всех элементов оборудования при минимальной длительности пусков (остановов). В блочных установках режим пуска котлоагрегата должен быть подчинен требованиям, определяемым условиями пуска турбоагрегата. В связи с этим в программу испытаний должны быть включены режимы с различной динамикой изменения паропроизводительности и параметров пара (свежего и вторично перегретого). По этому признаку должны испытываться следующие режимы пуска [1]:

из холодного или близкого к нему состояния;

из неостывшего состояния;

из горячего состояния;

из состояния горячего резерва (для прямоточных котлоагрегатов).

В программу испытаний должны также включаться следующие режимы останова оборудования:

с расхолаживанием турбины;

с расхолаживанием котлоагрегата и паропроводов;

с расхолаживанием тракта до встроенной задвижки (ВЗ) прямоточного котлоагрегата;

с консервацией давления в тракте котлоагрегата;

с выпуском пара из пароперегревателя (прямоточные котлоагрегаты) или из всего пароводяного тракта (барабанные котлоагрегаты).

Все перечисленные режимы включаются в программу первой серии испытаний, исходя из проверки каждого не менее двух раз. После обработки и анализа результатов этих испытаний разрабатывается программа второй серии испытаний для улучшения режимов, не соответствующих указанным выше требованиям. Зачастую предварительно необходимо разработать и реализовать реконструктивные мероприятия.

[1] Тепловое состояние оборудования, характерное для перечисленных режимов применительно к блоку 300 МВт, приведено в [98].

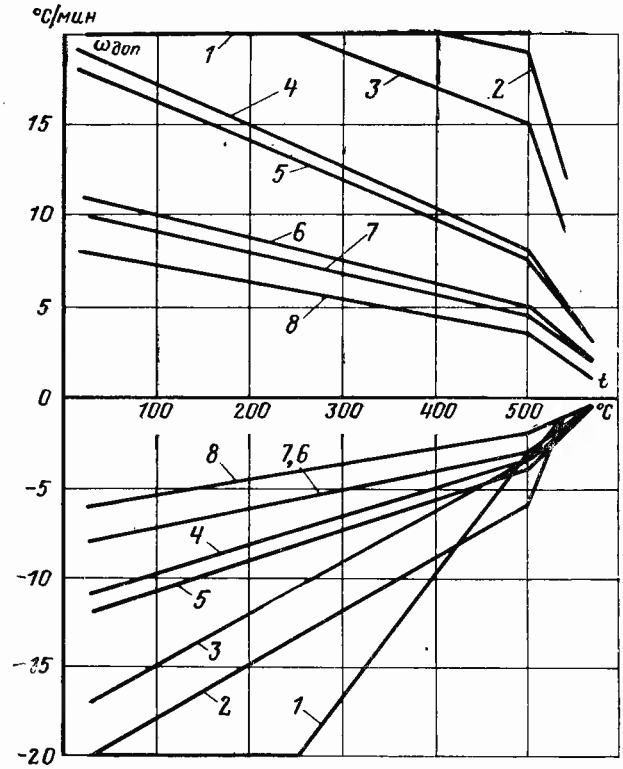


Рис. 2-1. Допустимые скорости прогрева и расхолаживания котельных коллекторов различных диаметров [30].
1 — 273×30 мм; 2 — 273×40 мм; 3 — 325×45 мм; 4 — 325×60 мм; 5 — 273×60 мм; 6 — 325×75 мм; 7 — 219×70 мм; 8 — 325×85 мм.

Для электростанций с поперечными связями количество необходимых опытов существенно меньше, так как независимо от исходного теплового состояния котлоагрегата требуемые параметры пара перед включением в магистраль одни и те же; нет необходимости также в проверке режима останова с расхолаживанием турбины.

При проведении испытаний и предшествующей им разработке системы измерений первоочередной задачей является проверка надежности элементов оборудования. Существенное влияние при этом оказывает стремление сократить до минимума длительность пуска (останова) оборудования, определяющую суммарные тепловые потери. Так, например, исходя из стремления ускорить растопку котлоагрегата стартовый расход топлива целесообразно установить на возможно более высоком уровне. При этом, однако, не исключается недопустимое повышение температур стенок труб в зоне обогрева, большие теплогидравлические разверки, термические напряжения в металлоемких элементах, занос несгоревшего топлива в хвостовые поверхности нагрева и т. п., что должно учитываться при определении объема измерений.

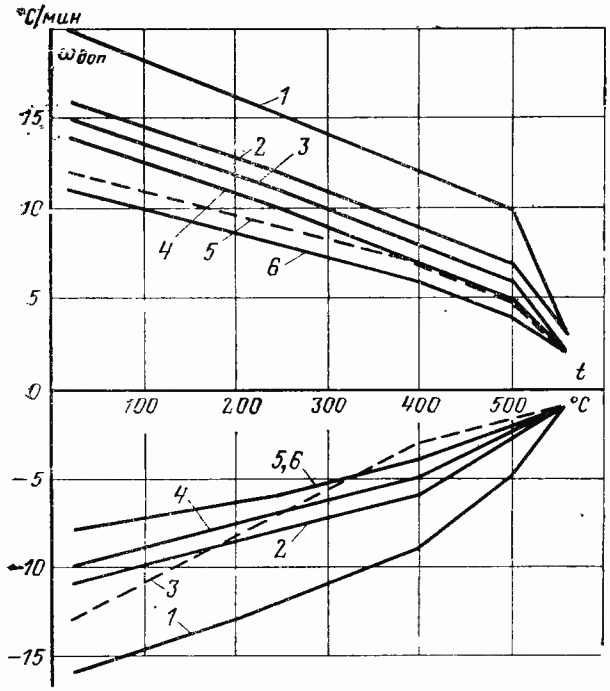


Рис. 2-2. Допустимые скорости прогрева и расхолаживания паропроводов свежего пара различных диаметров [30].

1 — 194×36 мм; *2* — 245×45 мм; *3* — 219×32 мм; *4* — 219×52 мм; *5* — 325×60 мм; *6* — 275×62,5 мм.

Основные показатели надежности поверхностей нагрева котлоагрегатов рассмотрены в § 1-4. Применительно к режимам пуска (останова) оборудования следует дополнительно учитывать допустимые скорости прогрева (охлаждения) толстостенных элементов (барабанов, коллекторов, сепараторов, корпусов арматуры, трубопроводов и др.), для чего необходимо предусмотреть соответствующие измерения. Для котлоагрегатов блочных установок обобщенные рекомендации ЮО ОРГРЭС по допустимым скоростям прогрева и расхолаживания толстостенных камер и паропроводов приведены на рис. 2-1 и 2-2. При использовании этих графиков необходимо учитывать, что допустимая скорость прогрева или расхолаживания должна приниматься по меньшей из величин. Для тонкостенных паропроводов «горячего» промперегрева рекомендуемые скорости прогрева (расхолаживания) значительно выше указанных скоростей для паропроводов свежего пара и практически не лимитируют проведение операций. Для барабанных котлоагрегатов вопросы надежности при нестационарных режимах в значительной мере определяются температурным режимом барабанов.

В зависимости от технологии растопок, остановов, переходных режимов в барабанах возникают различного масштаба изгибающие деформации, сопровождающиеся аксиальными растягивающими и сжимающими напряжениями. В результате разности температур внутренней и наружной стенок барабана в нем возникают тангенциальные напряжения. Кроме того, барабаны испытывают напряжения от внутреннего давления. Измерение перепадов температур по барабану необходимо для обеспечения во время испытаний заданных режимов с целью предупреждения в последующем усталостных повреждений и выявления пределов возможных отклонений режимов по условиям допустимых напряжений. При этом исходят из того, что коррозионно-термическая усталость вследствие многократных колебаний температуры среды является одной из главных причин появления трещин в барабане. В связи с этим важно при нестационарных режимах не допустить разрушения защитной окисной пленки металла. Для этого необходимо, чтобы суммарные напряжения на кромках трубных отверстий, являющихся наиболее напряженными участками, были ниже предела текучести стали, из которой выполнен барабан.

В связи с этим Правилами технической эксплуатации элеткростанций и сетей, а также согласованными с заводами-изготовителями инструкциями по эксплуатации оборудования ограничены: разность температур по периметру барабана 40°С, скорость изменения температуры насыщения 90°С/ч при растопках и 30°С/ч при остановах. Контроль температурного режима барабанов в значительной части случаев типизирован (см. рис. 6-32). В результате измерений температур стенок барабана и давления в нем подсчитываются значения напряжений, которые сопоставляются с допустимыми для марок сталей, из которых выполнен барабан.

В общем случае расчеты напряжений могут быть проведены по следующим формулам.

Напряжения, возникающие в кромках отверстий,

$$\sigma^{к} = \alpha\sigma^{*}, \qquad (2\text{-}1)$$

где α—коэффициент концентрации, значения которого могут быть приняты по данным табл. 2-1 и из рис. 2-3; σ^{*} — напряжение, отнесенное к неослабленному сечению барабана.

Напряжения, возникающие в результате разности температур верхней и нижней образующих барабана,

$$\sigma^{*}_{\Delta t} = \beta E \Delta t \gamma, \qquad (2\text{-}2)$$

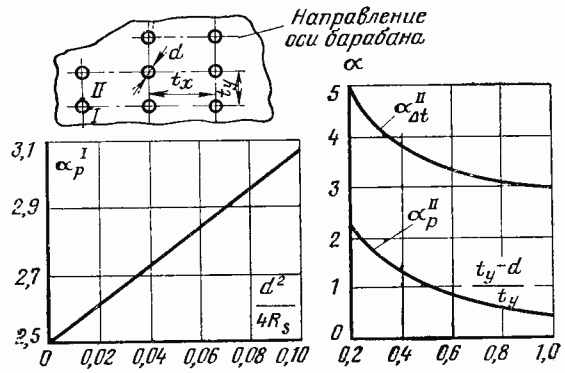


Рис. 2-3. Графики коэффициентов концентрации напряжений околотрубных отверстий [9].

Таблица 2-1

Коэффициенты концентраций напряжений в барабане

Напряжение	Коэффициенты концентрации напряжений околотрубных отверстий в точках	
	I	II
От разности температур верхней и нижней образующих $\sigma_{\Delta t}$:		
аксиальное	—1	По рис. 2-3
тангенциальное	1,8	0,2
От перепада температур по толщине σ_w $\sigma_{\Delta\nu}$	2,0	2,0

где β — коэффициент линейного расширения металла барабана, мм/(мм·°С); E — модуль упругости металла барабана при данной температуре, кгс/мм²; Δt — перепад температур между верхней и нижней образующими барабана, °С; γ — коэффициент, зависящий от характера распределения температуры по периметру поперечного сечения барабана. Значения этого коэффициента для аксиальных (осевых) напряжений в зоне опускных труб при расширении принимаются (для барабанов с $D_н/D_{вн}$=1,1÷1,14) равными 0,3, а при сжатии —0,2. Для тангенциальных (окружных) напряжений максимальное значение $\gamma_т$ не превышает 0,033 и коэффициент всегда положителен, если температура нижней образующей ниже температуры верхней образующей.

Напряжения, возникающие при изменении температуры среды в барабане с постоянной скоростью,

$$\sigma^*_w = \pm \frac{1}{3} \frac{\beta E}{1-\nu} \frac{ws^2}{a}, \qquad (2\text{-}3)$$

где ν — коэффициент Пуассона; s — толщина стенки барабана, мм; a—коэффициент температуропроводности

Полученное значение σ^*_w должно быть увеличено на 15—20% с целью введения корректива на неучтенные факторы (потери тепла через изоляцию и др.). Напряжения от внезапного изменения температуры среды в барабане на величину $\Delta\nu$

$$\sigma^*_{\Delta\nu} = \pm \frac{\beta E}{1-\nu} \Delta\nu. \qquad (2\text{-}4)$$

Для двух последних формул знак плюс относится к случаям охлаждения (растягивающие напряжения на внутренней поверхности барабана), знак минус — к случаям нагрева (сжимающие напряжения). Напряжение от внутреннего давления

$$\sigma^* = \frac{pD_{вн}}{2s}, \qquad (2\text{-}5)$$

где p — давление в барабане, кгс/см²; $D_{вн}$ — внутренний диаметр барабана, мм.

Во время пусков котлоагрегатов не всегда удается обеспечить заданные режимы, а отклонения от них вносят элемент неизвестности в части обеспечения критериев надежности и в связи с этим целесообразно использовать разработанный Уральским филиалом ВТИ [9] метод расчета допустимых температурных градиентов в барабанах из стали 16ГНМ. При расчете допустимых температурных градиентов по этому методу в качестве определяющих принимаются напряжения, возникающие вблизи отверстий со стороны продольных и поперечных мостиков (точки *I* и *II* на рис. 2-3, табл. 2-1). Напряжение от внутреннего давления в точке *I* вычисляется по формуле

$$\sigma^{I}_p = \sigma^*_p (\alpha^{I}_p + \Delta\alpha), \qquad (2\text{-}6)$$

где α^{I}_p — коэффициент концентрации напряжений околотрубных отверстий, определяемый по рис. 2-3; $\Delta\alpha$ — величина, учитывающая увеличение напряжения из-за изгиба стенки при форме поперечного сечения барабана, не совпадающей с круговой (при отсутствии данных о фактическом значении $\Delta\alpha$ она не должна быть менее 0,3).

Допустимые температурные градиенты определяются путем приравнивания размаха напряжений $\sigma^{разм}$ за цикл пуск — останов к его допустимому значению. Напряжение размаха (рис. 2-4) определяется как сумма наибольшего сжимающего напряжения в начальной стадии растопки и наибольшего растягивающего напряжения в первый период снижения давления $\sigma^{охл}_{макс}$. Последнее принимается равным сумме напряжения от внутреннего давления [формула (2-6)] и 60—70% напряжения, возникающего при изменении температуры среды в барабане с постоянной скоростью [формула (2-3)]. Значение допустимого размаха напряжения в кромке отверстий определяется по рис. 2-5 (N — суммарное число циклов растопок котлоагрегата и заполнений барабана; на оси ординат нанесены значения условных упругих напряжений).

Допустимые градиенты при растопке и полном охлаждении барабана (до p=130÷120 кгс/см²) лимитируются обычно прочностью металла в точке *I* (рис. 2-3), при дальнейшем снижении давления прочностью в точке *II*. Примеры построения графиков допустимых температурных градиентов в барабанах при растопке и останове котлоагрегатов приведены в [61].

При разработке объема температурного контроля барабанов следует учитывать, что в зависимости от принятой технологии растопок может отмечаться поступление среды из перегревателя в барабан. По данным ВТИ [54] на отдельных котлоагрегатах наблюдалось попадание в барабан насыщенного, а иногда и перегретого пара (вследствие выкипания воды в пароперегревателе при его «закупорке» водой после гидравлического испытания или во время простоя). В этих случаях термопары, устанавливаемые в верхней части барабана (на пароотводящих трубах), покажут на начальном этапе растопки повышенную температуру. Наряду с этим на завершающей

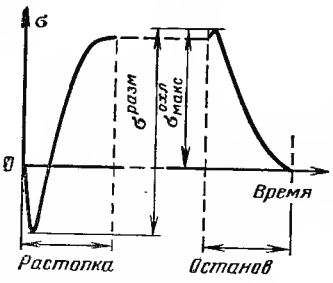


Рис. 2-4. Кривые, характеризующие изменение напряжений на внутренней поверхности барабана [9].

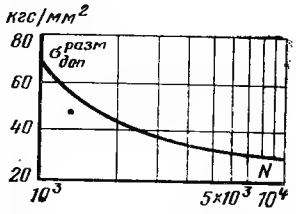


Рис. 2-5. Кривые допустимого размаха напряжений в кромке отверстия барабана (сталь 16ГНМ) [9].

стадии растопки может наблюдаться снижение температуры в зоне водораздающих труб, что вызывается периодической подпиткой котлоагрегата. Наиболее резко это проявляется при пусках котлоагрегата на холодной воде и после кратковременных простоев. При этом режиме наблюдаются также высокочастотные колебания температур стенки и кромок очков опускных труб (рис. 2-6), по-видимому, не менее опасных, чем разности температур по образующим. Для фиксации этих колебаний необходимо обеспечить соответствующее быстродействие регистрирующих приборов.

Для контроля возможного прогиба барабана в результате возникновения разности температур по его верхней и нижней частям рекомендуется устройство, приведенное на рис. 2-7.

При разработке программы испытаний и системы измерений следует четко представлять вопросы, подлежащие проверке во время проведения опытов. Для этой цели ряд вопросов, особенно применительно к новым конструктивным решениям, не исследованным в промышленных условиях, должен быть проверен расчетным путем (теплогидравлические характеристики, условия застоя циркуляции, возможность возникновения межвитковой пульсации потока, расслоения пароводяной смеси и т. п.). Основным назначением таких расчетов является выявление элементов, которые должны быть наиболее полно оснащены измерениями, а также предварительное определение границ «опасных» режимов. Проведение расчетов, однако, не может заменить экспериментальной проверки. Это определяется прежде всего возможностью лишь приближенного принятия ряда исходных данных (особенно таких, как тепловые нагрузки отдельных поверхностей нагрева, тепловые неравномерности в различных зонах топки и газоходов, параметры среды по тракту котлоагрегата при низких расходах топлива и т. п.). Вместе с тем после получения указанных исходных данных экспериментальным путем повторное проведение соответствующих расчетов может позволить существенно сократить объем испытаний. Это следует иметь в виду при разработке системы измерений. Ряд вопросов не может быть выяснен расчетным путем, что определяется отсутствием методик для нестационарных режимов. Некоторые наиболее характерные из них рассмотрены ниже.

1. *Допустимая предельная стартовая форсировка топки при растопке котлоагрегата.* По условиям ускорения прогрева поверхностей нагрева котлоагрегата целесообразно устанавливать высокий стартовый расход топлива. Для этого, однако, имеется ряд ограничений. На прямоточных котлоагрегатах большая часть пароперегревателя в первый период растопки

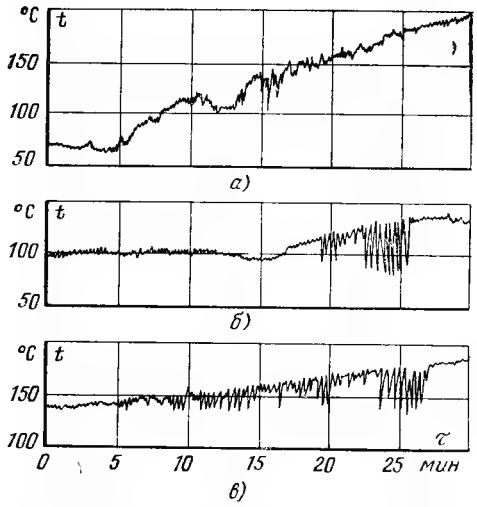


Рис. 2-6. Характер изменения температуры среды на внутренней поверхности барабана у опускной трубы при растопке котлоагрегата ТП-230 [54].

а — растопка по эксплуатационной инструкции без включения обогрева низа барабана; *б* — растопка с начальной продувкой пароперегревателя в атмосферу и обогревом низа барабана; *в* — растопка с начальной продувкой нижних точек экранов и обогревом низа барабана.

находится в безрасходном режиме (клапан на отводе пара из встроенного сепаратора закрыт). Допустимый расход топлива при этом ограничивается температурой стенки труб в зоне обогрева, которая не должна превышать значений, соответствующих данной марке стали. Аналогично положение и на барабанных котлоагрегатах, где в первый период растопки из холодного или близкого к нему состояния расход пара через пароперегреватель практически отсутствует. На этих котлоагрегатах, кроме того, возможны дополнительные ограничения по условиям естественной циркуляции в топочных экранах, которая, как правило, возникает по истечении определенного времени после розжига форсунок (горелок) и не во всех панелях экранов одновременно; ограничивается также допустимая скорость роста давления пара в барабане. Измерения должны охватывать все ограничивающие параметры.

Для выяснения рассматриваемого вопроса целесообразно проведение специального тари-

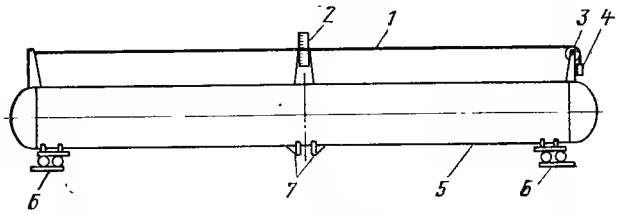


Рис. 2-7. Схема измерения прогиба барабана [39].

1 — струна; *2* — измерительная линейка; *3* — ролик; *4* — груз; *5* — барабан; *6* — роликовая опора; *7* — упоры.

ровочного опыта с постепенным увеличением расхода топлива (ступенями по 5—7% номинального, с выдержками до достижения установившегося состояния). Опыт прекращается при достижении предельного значения любого из ограничивающих параметров.

2. *Условия подключения пароперегревателя.* Во время работы пароперегревателя прямоточного котлоагрегата в безрасходном режиме его змеевики разогреваются до температуры дымовых газов. При подключении пароперегревателя (открытии клапана на отводе пара из сепаратора) в случае чрезмерно быстрого установления расхода пара и особенно при забросе влаги возможен «тепловой удар». Попадание влаги в неостывшие камеры и паропроводы также приводит к их резкому охлаждению. Допустимое число циклов таких ударов, естественно, ограниченно. С учетом этого при проведении опытов следует выяснить условия начала подключения пароперегревателя. Они определяются состоянием среды во встроенном сепараторе (сухостью пароводяной смеси), при котором обеспечивается достаточная эффективность последнего. Следует также опытным путем изыскать темп подключения перегревателя, при котором охлаждение змеевиков и камер первой (за сепаратором) ступени пароперегревателя и прогрев паросборных камер его выходной ступени происходят с допустимыми скоростями.

При пуске из горячего состояния начало и темп подключения пароперегревателя как прямоточного, так и барабанного котлоагрегата определяют, исходя из предотвращения охлаждения их паросборных камер (на барабанном котлоагрегате подключение ведется открытием БРОУ).

Контроль надежности рассматриваемого режима должен вестись на основе измерений температур змеевиков в зоне обогрева и металла камер по тракту пароперегревателя, с соответствующими скоростями их регистрации. При этом следует учитывать конструкцию отдельных ступеней перегревателя.

Например, если ширмы перегревателя подключены к верхней образующей горизонтальной общей раздающей камеры, то заброс влаги возможен в 2—3 ширмы, наиболее удаленные от подвода пара в общую камеру.

3. *Допустимая форсировка топки после подключения пароперегревателя.* При однобайпасной пусковой схеме блока[1] независимо от типа котлоагрегата допустимое значение рассматриваемой форсировки определяется предельной температурой стенки змеевиков промежуточного пароперегревателя в зоне обогрева. Рассматриваемый вопрос важен для отработки режимов растопки котлоагрегата из состояния горячего резерва и после простоев в течение нескольких часов. Поэтому перед проведением таких растопок в одном из опытов следует постепенно (ступенями, с выдержками по 30—40 мин) увеличивать расход топлива до достижения предельной температуры стенки змеевиков промпароперегревателя. Контроль этих температур должен вестись с учетом неравномерности поля температур дымовых газов в газоходе.

4. *Регулирование сброса среды из встроенного сепаратора прямоточного котлоагрегата.* Основной его целью является обеспечение отвода всей влаги из сепаратора с минимальным «проскоком» пара. Прямой показатель, характеризующий достижение этой цели (наподобие уровня в барабане), в схеме со встроенным сепаратором отсутствует. На котлоагрегатах с. к. д. для этой цели опытным путем должна быть найдена зависимость степени открытия клапана сброса среды из сепаратора от температуры среды перед встроенной задвижкой. На котлоагрегатах докритического давления задающим сигналом является сумма сигналов от указанной температуры и перепада давлений в диафрагме, установленной на подводе среды к сепаратору. Целесообразно проведение специального тарировочного опыта, в котором на установившихся режимах с различными расходами топлива (при одном и том же расходе питательной воды) следует постепенно (ступенями по 5—10% полного хода) прикрывать клапан сброса среды из сепаратора до обнаружения заброса влаги в пароперегреватель (по показаниям температурных вставок). Допустимая степень открытия клапана принимается на 10% больше (по указателю положения), чем в условиях заброса влаги в пароперегреватель.

5. *Регулирование паропроизводительности котлоагрегата.* В режиме растопки и на низких нагрузках изменение паропроизводительности котлоагрегата происходит с большой инерционностью. В связи с этим расход топлива должен увеличиваться с определенным опережением по отношению к каждому очередному увеличению нагрузки турбогенератора. Для определения этого опережения целесообразно проведение опытов, при которых на различных установившихся режимах наносятся возмущения изменением расхода топлива и фиксируется динамика изменения паропроизводительности котлоагрегата.

6. *Регулирование температур перегретого пара.* Для обеспечения графика изменения температур свежего и вторично перегретого пара, требуемых по условиям пуска и нагружения турбины, применяются как штатные,

[1] Применяется на большинстве отечественных установок.

так и пусковые средства регулирования. Часто для этой цели применяются пусковые впрыски в паропроводы свежего и вторично перегретого пара. При испытаниях необходимо определить условия включения этих впрысков, при которых отсутствует выпадение влаги на внутреннюю поверхность паропроводов. Особенно неблагоприятны (с учетом низкого давления пара) условия испарения влаги пусковых впрысков в паропроводы вторично перегретого пара. На отдельных установках «мокрое пятно» отмечается на гибе паропровода, удаленном от пускового впрыска на 12—15 м.

С тех же позиций, а также с учетом динамических свойств объекта должна быть определена паропроизводительность котлоагрегата, при которой допускается включение в работу штатных средств регулирования температур пара. Перечисленные задачи определяют и объем необходимых измерений.

7. *Характеристики остывания котлоагрегата.* Технология растопки котлоагрегата зависит от его исходного теплового состояния. Поэтому необходимо проведение специальных опытов при различных режимах останова котлоагрегата с целью определения характеристик

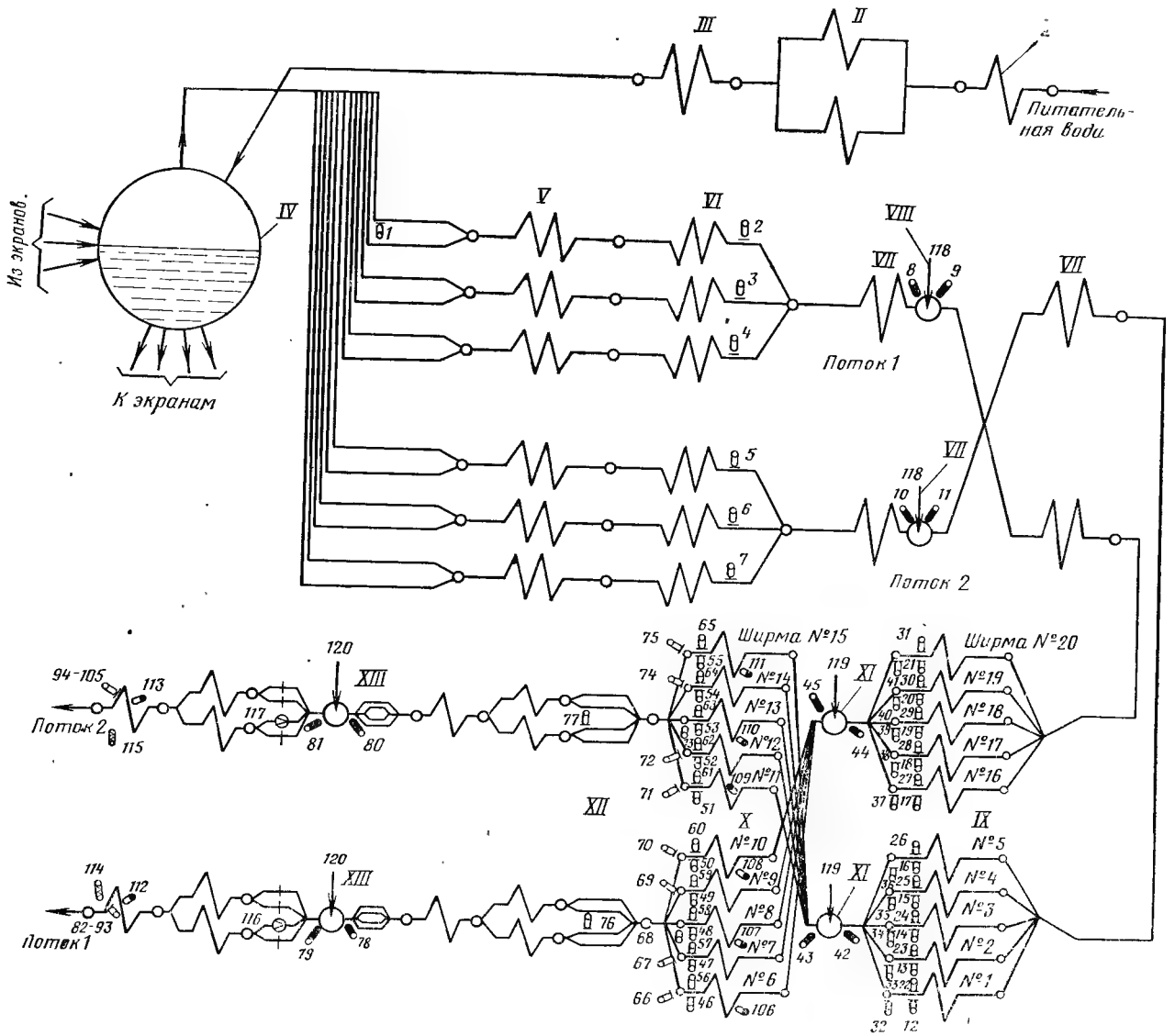


Рис. 2-8. Типовая схема экспериментального контроля барабанного котлоагрегата ТГМ-84 при испытаниях в пусковых режимах [66].

I — подвесные трубы; *II* — конденсаторы; *III* — водяной экономайзер; *IV* — барабан; *V* — опускные панели радиационного настенного пароперегревателя (РНП); *VI* — подъемные панели РНП; *VII* — потолочный пароперегреватель; *VIII*, *X* и *XIII* — впрыскивающий пароохладитель *I*, *II* и *III*; *IX*, *XI* — ширмовый пароперегреватель I и II ступеней; *XII*, *XIV* — конвективный пароперегреватель I и II ступеней. Обозначения датчиков: поверхностной термопары — при поз. *29—31* и др.; температурной вставки для измерения температуры металла в обогреваемой зоне — при поз. *119*, *120* и др.; гильзовой термопары — при поз. *113*, *114* и др.; отбора импульса давления среды — при поз. *142*, *143* и др.; гильзовой термопары экспериментального контроля — при поз. *141* и др.

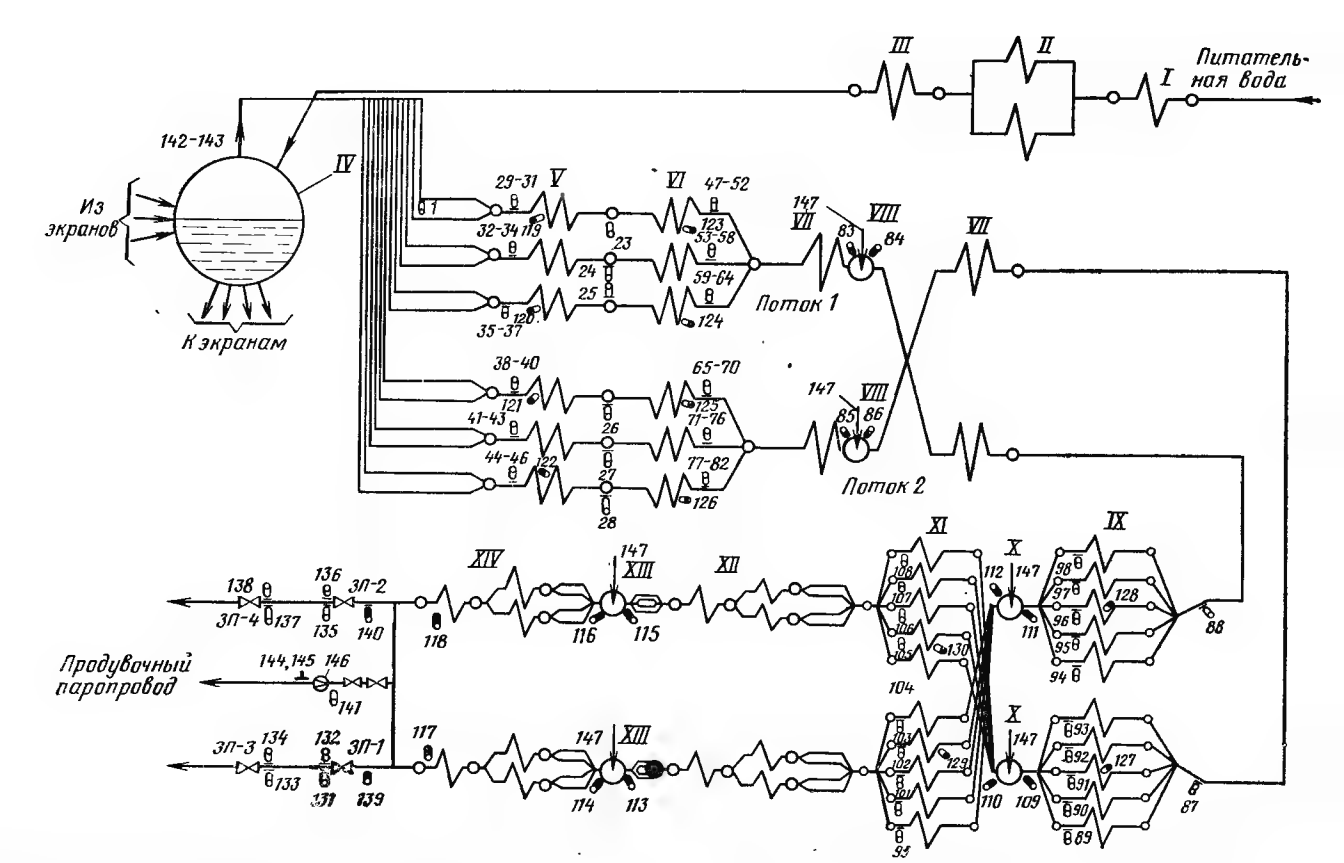


Рис. 2-9. Типовая схема экспериментального контроля пароперегревателя барабанного котлоагрегата ТГМ-84 [66]. Обозначения см. на рис. 2-8.

остывания его поверхностей нагрева, барабана, камер, паропроводов и арматуры. Необходимо прежде всего выяснить допустимую длительность простоя котлоагрегата с «консервацией» давления во всем пароводяном тракте. Для прямоточного котлоагрегата это имеет значение с точки зрения соблюдения допустимых условий растопок из состояния горячего резерва (на котлоагрегатах сверхкритическое давление в парообразующей части должно быть не ниже критического; на котлоагрегатах докритического давления запас до закипания воды на входе в НРЧ должен быть не менее 15°С). Вторым фактором, определяющим допустимую длительность простоя после рассматриваемого режима останова котлоагрегатов всех типов, является конденсация пара в перегревательных поверхностях нагрева. В случае несливаемой конструкции пароперегревателя скопившаяся влага при последующей растопке котлоагрегата из горячего или неостывшего состояния вытесняется в разогретые камеры, резко охлаждая их. При сливаемой конструкции перегревателя влага по мере конденсации пара стекает в камеры, что также недопустимо.

Например, на одной из электростанций котлоагрегат систематически останавливался в резерв без обеспаривания промперегревателя. После нескольких десятков таких остановов в результате конденсации пара и стекания влаги во входные камеры и примыкающие к ним участки паропроводов произошло их массовое растрескивание.

Основным показателем, характеризующим возможность конденсации пара, является соотношение температуры дымовых газов и давления пара в данной ступени пароперегревателя (для отсутствия конденсации температура газов должна быть не ниже температуры насыщения при данном давлении пара). На прямоточном котлоагрегате с некоторым опережением по отношению к моменту достижения опасного соотношения указанных параметров пароперегреватели котлоагрегата должны быть обеспарены (при закрытой встроенной задвижке). При таком состоянии котлоагрегата следует определить характеристики его естественного остывания в процессе простоя. На барабанном котлоагрегате такие характеристики должны быть получены при периодическом снижении давления (открытием БРОУ, РОУ или выхлопа в атмосферу) при достижении опасного соотношения указанных параметров. Перечисленные режимы должны быть проверены при различных длительностях вентиляции газовоздушного тракта котлоагрегата.

Таблица 2-2

Перечень измерений и датчиков при испытаниях котлоагрегата ТГМ-84 в режимах пуска и останова [66]

Наименование измеряемых параметров	Место измерения	Номер термопары и датчика давления импульсной трубки, штуцера	Тип термопары, датчика давления	Количество термопар, датчиков давления, отборных устройств
Контроль температур, давлений и расходов (рис. 2-8, 2-9)				
Температура насыщенного пара	Пароотводящая труба к радиационному настенному перегревателю (РНП)	1	ХК	1
Температура стенки барабана (верх, низ и по осевой линии)	На наружной поверхности	2—15	ХК	14
Температура стенки барабана (верх и низ)	На внутренней поверхности	16—19	ХК	4
Температура питательной воды на выходе из водяного экономайзера	В соединительном трубопроводе	20	ХК	1
Температура металла рубашки питательной трубы	На наружной поверхности	21	ХК	1
Температура пара за РНП	В пароподводящей трубе	22	ХК	1
Температура металла нижних коллекторов РНП	На всех нижних коллекторах	23—28	ХА	6
Температура пара в змеевиках опускных панелей РНП	На входных участках трех наиболее теплонапряженных змеевиков каждой панели	29—46	ХА	18
Температура пара в змеевиках подъемных панелей РНП	На выходных участках трех змеевиков каждой панели	47—82	ХА	36
Температура пара до и после впрыска *I*	В камерах впрыска потолочного перегревателя	83—86	ХА	4
Температура пара на входе в ширмы I ступени	На пароотводящих трубах потолка	87—88	ХА	2
Температура пара в выходных змеевиках ширм I ступени	На выходных участках лобовых змеевиков ширм № 1—5 и 16—20	89—98	ХА	10
То же в ширмах II ступени	На выходных участках лобовых змеевиков ширм № 6—10 и 11—15	99—108	ХА	10
Температура пара до и после впрыска *II*	В камерах впрыска ширмового перегревателя	109—112	ХА	4
Температура пара до и после впрыска *III*	В камерах впрыска конвективного перегревателя	113—116	ХА	4
Температура газов за перегревателем	В газоходе после конвективного перегревателя	117—118	ХА	2
Температура металла змеевиков в обогреваемой зоне	По четыре вставки на подъемных и опускных змеевиках РНП и по четыре на лобовых змеевиках ширм I и II ступеней	119—130	ХА	12
Температура металла паропроводов на нижней и верхней образующих	На паропроводах после ЭП-1, ЭП-2 и перед ЭП-3, ЭП-4	131—138	ХА	8
Температура пара в продувочном паропроводе	На продувочном паропроводе (гильзовая термопара)	141	ХА	1
Давление насыщенного пара	Барабан котлоагрегата или пароотводящие трубы к РНП	142	МЭД, шкала 0—16 кгс/см²	1
То же	То же	143	МЭД, шкала 0—160 кгс/см²	1
Давление пара в продувочном паропроводе	Продувочный паропровод	155	МЭД, шкала 0—16 кгс/см²	1
То же	То же	145	МЭД, шкала 0—160 кгс/см²	1
Расход пара в продувочном паропроводе	Продувочный паропровод	146	ДМ-6	1
Расход воды на впрыски	Трубопроводы впрыска	147	ДМ-6	6
Контроль циркуляции				
Боковой экран (соленый отсек) (рис. 2-10, а)				
Скорость циркуляции в подъемных трубах	На прямых участках подъемных труб после нижнего коллектора	1—6	Трубка ВТИ*, ДМ-6	6
Скорость воды в опускных трубах	В опускных трубах	7—8	Трубка ВТИ, ДМ-6	6
Полезный напор бокового экрана	Верхний и нижний коллекторы экрана	9	Штуцер, ДМ-6	2
Сопротивление опускной системы	Водяной объем выносного циклона — нижний коллектор	10	Штуцер, ДМ-6	2
Паропроизводительность соленого отсека	Пароотводящие трубы из выносных циклонов в барабан	11—12	Диафрагма, ДМ-6	2

Наименование измеряемых параметров	Место измерения	Номер термопары и датчика давления импульсной трубки, штуцера	Тип термопары, датчика давления	Количество термопар, датчиков давления, отборных устройств
Уровень воды в выносном циклоне	Уравнительная труба на выносном циклоне	13	Штуцер, ДМ-6	1
Давление насыщенного пара	То же	14	Штуцер, МЭД	1
Задний экран (чистый отсек) (см. рис. 2-10, б)				
Скорость циркуляции в экранных трубах				
панели № 1	На прямых участках экранных труб после нижнего коллектора	15—19	Трубка ВТИ, ДМ-6	5
панели № 2		20—24	Трубка ВТИ, ДМ-6	5
панели № 3		25—28	Трубка ВТИ, ДМ-6	4
панели № 4		29—31	Трубка ВТИ, ДМ-6	3
панели № 5		32—33	Трубка ВТИ, ДМ-6	2
панели № 6		34—35	Трубка ВТИ, ДМ-6	2
Скорость воды в опускной трубе заднего экрана	В опускной трубе № 1 панели № 1	36	Трубка ВТИ, ДМ-6	1
То же	То же в панели № 3	37	Трубка ВТИ, ДМ-6	1
То же	То же	38	Трубка ВТИ, ДМ-6	1
Сопротивление опускной системы панели № 2	Водяной объем барабана — нижний коллектор	39	Штуцер, ДМ-6	1
То же панели № 5	То же	40	Штуцер, ДМ-6	1
То же панели № 6	„ „	41	Штуцер, ДМ-6	1
Температура металла стенки экранных труб (со стороны, обращенной к факелу)	На прямых участках заднего или боковых экранных труб на отметках 8, 12, 21 м	42—44	Температурные вставки	9—10
Состав дымовых газов за КПП	Газоход за КПП	44—48**	—	—

* В данной таблице везде, где указаны трубки ВТИ, возможно использование трубок ЦКТИ.
** На схеме не указывается.

Таблица 2-3

Перечень измерений и датчиков, необходимых при проведении испытаний котлоагрегата ТГМП-114 в режимах пуска и останова [66]

Наименование измеряемых параметров	Место измерения	Номер термопары, импульсной трубки, штуцера	Тип термопары, датчика, отборного устройства	Количество термопар, датчиков
Контроль температур, давлений (рис. 2-11)				
Температура металла паропровода после встроенной задвижки (ВЗ)	Верх и низ паропровода	1—2	ХА	2
Температура металла встроенного сепаратора	Вверху и внизу корпуса сепаратора	3—6	ХА	4
Температура металла выходных камер ширм I ступени (низ)	На выходных штуцерах ширм I ступени	7—12	ХА	6
Температура пара на выходе из змеевиков ширм I ступени	На выходе из лобовых змеевиков	13—18	ХА	6
Температура металла выходных камер ширм II ступени (низ)	На выходных штуцерах ширм	19—24	ХА	6
Температура пара на выходе из змеевиков ширм II ступени	На выходе из лобовых змеевиков	25—80	ХА	6
Температура пара на выходе из конвективного пароперегревателя	На выходных змеевиках	31—42	ХА	12
Температура металла выходных камер конвективного пароперегревателя	На нижних образующих камер	43—46	ХА	4
То же	На верхних образующих камер	47—48	ХА	2

Наименование измеряемых параметров	Место измерения	Номер термопары, импульсной трубки, штуцера	Тип термопары, датчика, отборного устройства	Количество термопар, датчиков
Температура металла паропровода до пускового впрыска	На нижней образующей паропровода	49—50	ХА	2
Температура металла паропровода после пускового впрыска	На верхней и нижней образующих паропровода	51—54	ХА	4
Температура металла паропровода после пускового впрыска	На нижней образующей паропровода на расстоянии 3—4 м от защитной рубашки	55—56	ХА	2
Температура металла в обогреваемой зоне лобовых змеевиков ширм и выходных участков змеевиков конвективного перегревателя	Четыре температурные вставки на лобовых змеевиках ширм и две — на выходных участках змеевиков КПП	57—62	ХА	6
Температура газов в поворотной камере	В газоходе между ширмами и КПП (газовые термопары)	63—64	ХА	2
Состав дымовых газов	Газоходы котлоагрегата	65—70*	—	5
	Контроль гидродинамики (рис. 2-13)			
Температура воды на входе в НРЧ	Во входных камерах	1—2	ХА	2
Скорость воды на входе в змеевики НРЧ	На входных участках змеевиков потока *1*	3—18	Трубка ВТИ, ДМ-6	16
То же	На входных участках змеевиков потока *2*	19—34	Трубка ВТИ, ДМ-6	16
Температура среды на входе в змеевики НРЧ	На входных змеевиках потока *1*	35—50	ХА	16
То же	На входных змеевиках потока *2*	51—66	ХА	16
Температура среды на выходе из змеевиков НРЧ	На выходных змеевиках потока *1*	67—82	ХА	16
Температура среды на выходе из змеевиков НРЧ	На выходных змеевиках потока *2*	83—98	ХА	16
Температура среды на выходе из НРЧ	В выходных камерах	99—100	ХА	2
Перепад давлений на входе и выходе из НРЧ	Во входных и выходных камерах потока *1*	101—102	Штуцер, ДМ-6	2
То же	Во входных и выходных камерах потока *2*	103—104	Штуцер, ДМ-6	2
Температура металла змеевиков в обогреваемой зоне	На выходных змеевиках НРЧ	105—110	Температурные вставки ХА	6
Давление воды перед НРЧ	Во входной камере	111	Штуцер, МЭД	1
Температура пара на выходе из лобовых змеевиков ширм	На ширмах I ступени	112—117	ХА	6
То же	На ширмах II ступени	118—123	ХА	6
Температура дымовых газов в поворотной камере	В газоходе между ширмами и конвективным перегревателем	124—125	ХА	2
Состав дымовых газов	В газоходе за КПП или ВЭК	126—131*	—	6

* В схеме не указаны.

Соответственно изложенным задачам должна разрабатываться и система измерений.

Перечисленные вопросы не охватывают всех задач, возникающих при разработке рациональной технологии пуска и останова котла. Более детально они изложены в специальной литературе.

Ниже приведены примеры объемов экспериментального контроля при испытаниях отдельных типов барабанных и прямоточных котлоагрегатов.

Объем измерений на котлоагрегате ТГМ-84 паропроизводительностью 420 т/ч приведен в табл. 2-2 и на рис. 2-8, 2-9.

Измерения, связанные с проверкой надежности циркуляции, предусматриваются по боковому и заднему экранам, включая подъемную и опускную части циркуляционных контуров (рис. 2-10). Измерения, не указанные в табл. 2-2, осуществлялись с помощью штатного контроля.

Объем экспериментального контроля на двухкорпусном прямоточном котлоагрегате ТГМП-114 паропроизводительностью 950 т/ч предусматривает измерения (сверх штатных) на обоих потоках одного корпуса, приведенные в табл. 2-3 и на рис. 2-11—2-13.

Учитывая, что в режимах пуска и останова происходит непрерывное изменение контролируемых параметров, их запись следует проводить с помощью автоматических регистрирующих приборов, сведения по которым приведены в последующих главах. Часть параметров по газовоздушному тракту и в отдельных точках по пароводяному тракту может записываться наблюдателями с интервалом 5—7 мин.

В результате проведения опытов при пусках и остановах котлоагрегата строятся графики изменения во времени общих характеристик режима и групп параметров, определя-

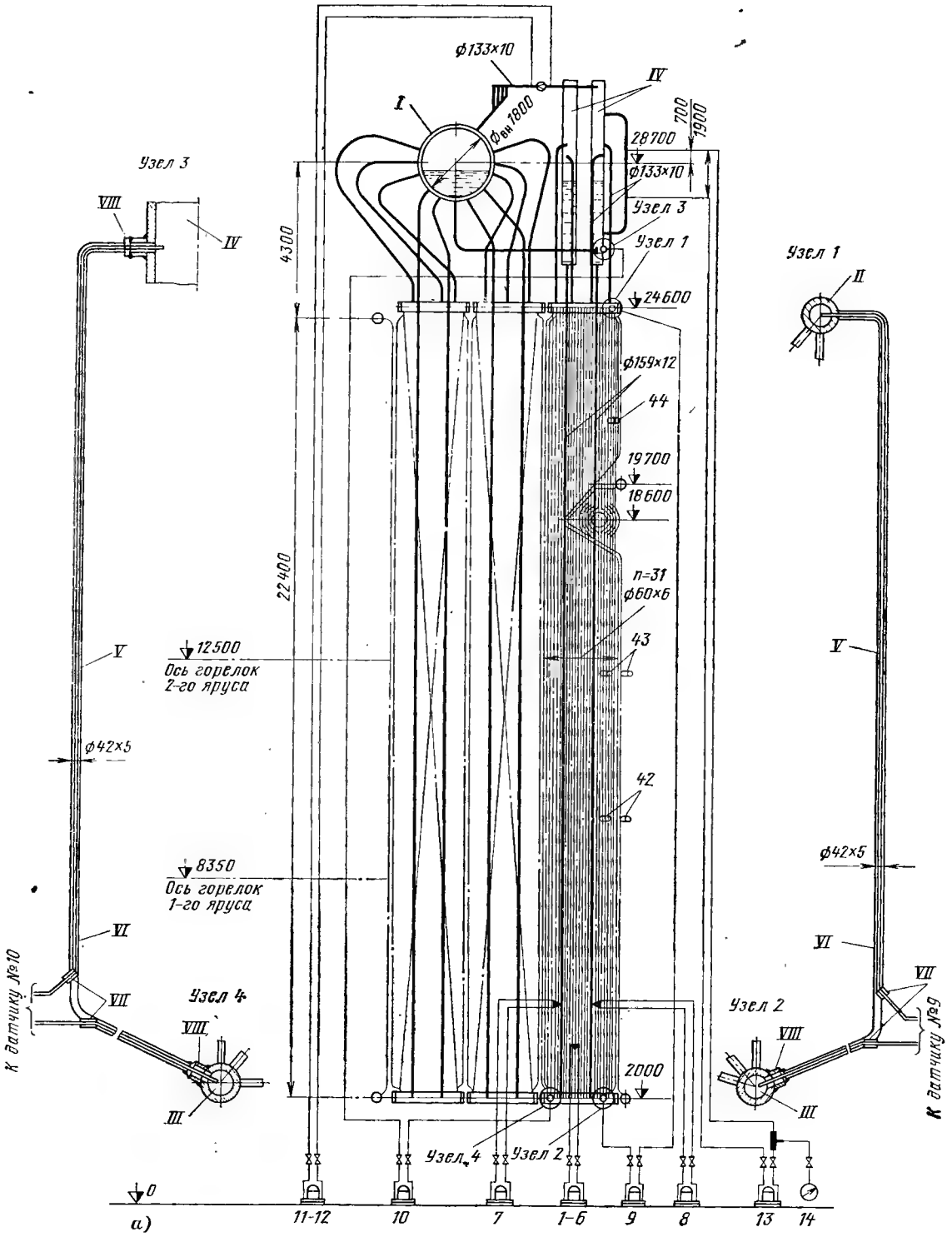
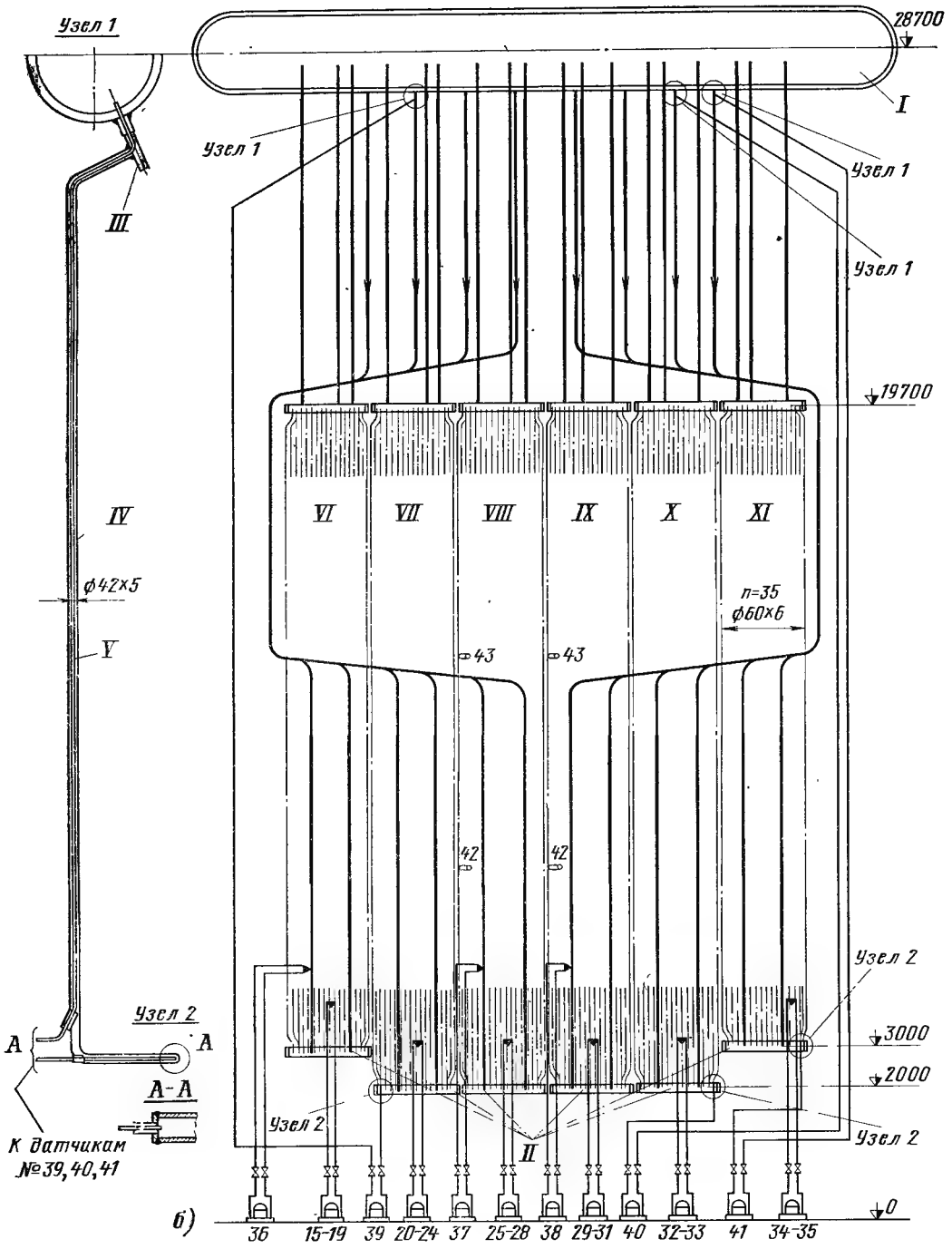


Рис. 2-10. Типовая схема экспериментального контроля

а — боковой экран; — соленый отсек; *I* — барабан; *II*, *III* — верхний и нижний коллекторы бокового экрана; *IV* — выносной циклон; лекторы; *III* — опускная труба; *IV* — шунт; *V* — импульсная трубка диаметром 16×3 мм; *VI—XI* — панели № 1—6 экрана. Обозначения с экранной трубой; манометра МЭД — при поз. *14*; кружками обозначены места отбора импульса перепада давления.



барабанного котлоагрегата ТГМ-84 для испытания циркуляции.

V — шунт; *VI* — импульсная трубка ∅16×3 мм; *VII* — штуцер; *VIII* — заглушка; *б* — задний экран — чистый отсек: *II* — нижние кол-
датчиков: типа ДМ — при поз. *1—6* и др.; измерительной трубки ВТИ (ЦКТИ) — треугольнмком в точке соединения датчика ДМ

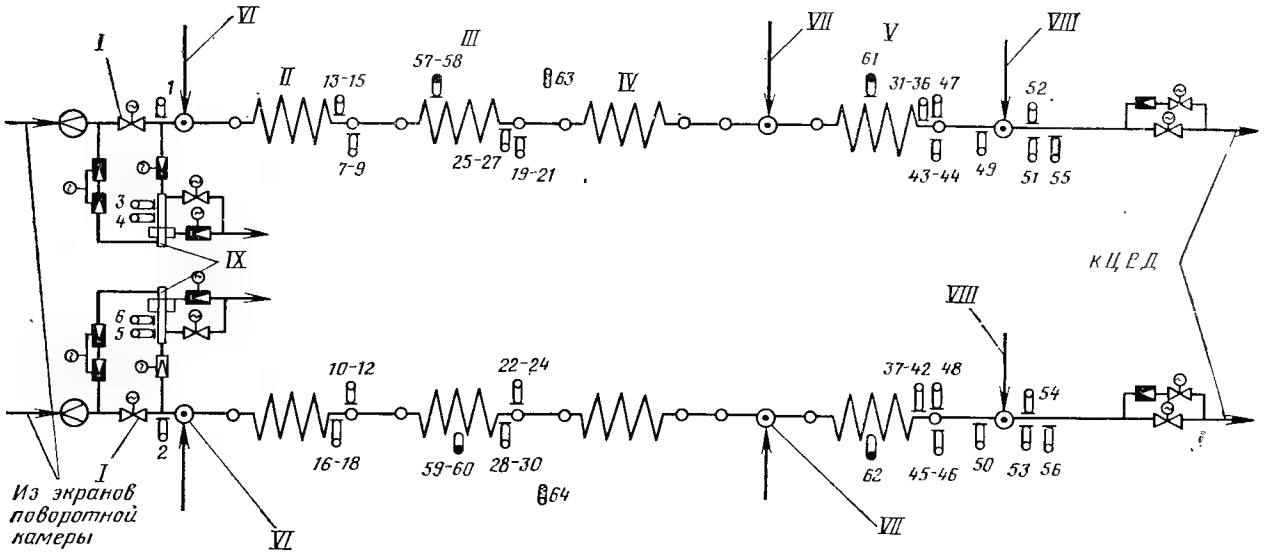


Рис. 2-11. Типовая схема экспериментального контроля для испытаний котлоагрегата ТГМП-114 в пусковых режимах [66].

I — встроенная задвижка; *II* и *III* — ширмовый пароперегреватель I и II ступеней; *IV*, *V* — конвективный пароперегреватель (холодная и горячая части); *VI* и *VII* — впрыскивающие пароохладители I и II; *VIII* — впрыскивающий пароохладитель пусковой; *IX* — встроенный сепаратор. Остальные обозначения см. на рис. 2-6.

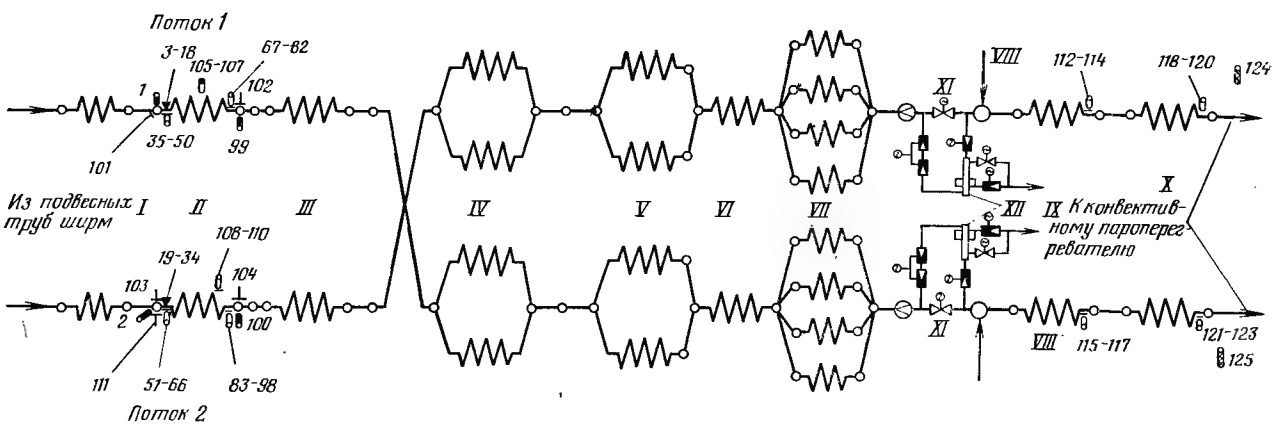
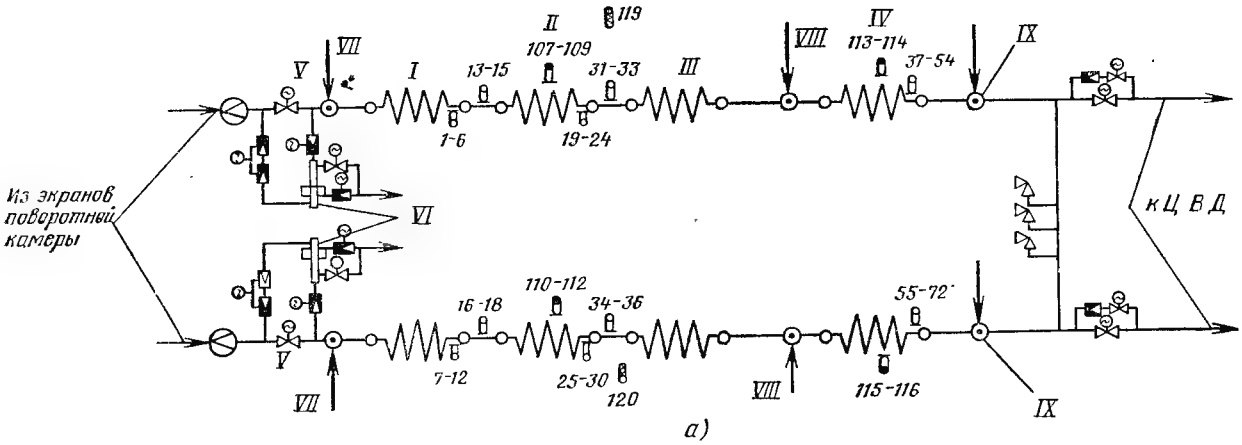


Рис. 2-12. Типовая схема экспериментального контроля для проведения гидродинамических испытаний прямоточного котлоагрегата ТГМП-114 [66].

I — подовый экран; *II* — нижняя радиационная часть; *III* — средняя радиационная часть; *IV* — верхняя радиационная часть *I* (ВРЧ-I); *V* — верхняя радиационная часть II (ВРЧ-II); *VI* — фронтовая и потолочная части пароперегревателя; *VII* — экраны поворотной камеры; *VIII* — впрыскивающий пароохладитель *I*; *IX* и *X* — ширмовый пароперегреватель I и II ступеней; *XI* — встроенная задвижка; *XII* — встроенный сепаратор. Остальные обозначения см. на рис. 2-8 и 2-11.



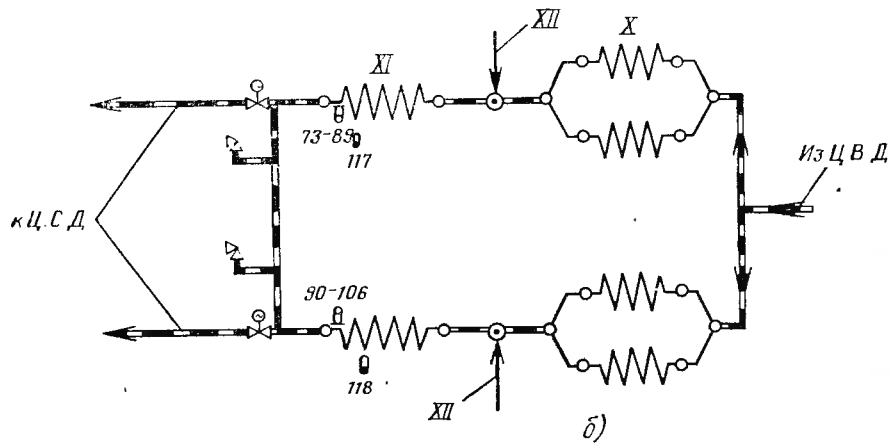


Рис. 2-13. Типовая схема экспериментального контроля пароперегревателей котлоагрегата ТГМП-114 [66].

а — пароперегреватель сверхкритического давления (СКД); *б* — промежуточный пароперегреватель; *I* и *II* — шнрмовый пароперегреватель I и II ступеней; *III* и *IV* — конвективный пароперегреватель I и II ступеней; *V* — встроенная задвижка; *VI* — встроенный сепаратор; *VII* и *VIII* — впрыскивающие пароохладители I и II; *IX* — впрыскивающий пароохладитель пусковой; *X* — входная часть промежуточного пароперегревателя; *XI* — выходная часть промежуточного пароперегревателя; *XII* — впрыскивающий пароохладитель аварийный. Остальные обозначения см. на рис. 2-8.

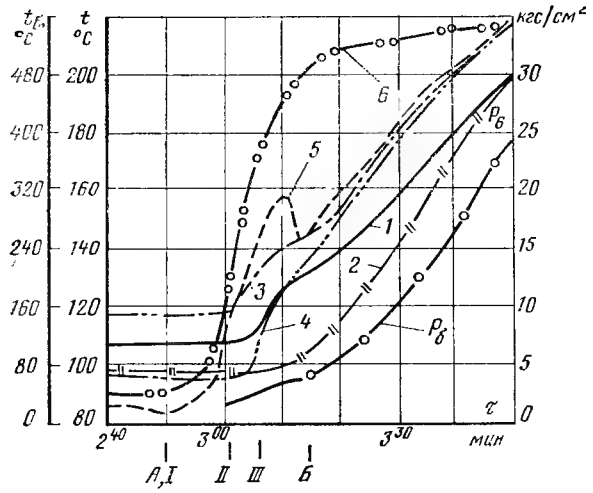


Рис. 2-14. Пример графика прогрева барабана котлоагрегата ТП-100 на начальном этапе его пуска после 50 ч простоя [61].

1 — температура наружной поверхности верха (середина) барабана; *2* — то же (низ); *3* — температура внутренней поверхности верха (середина) барабана; *4* — температура внутренней поверхности барабана около очка опускной трубы; *5* — температура пара в пароотводящей трубе; *6* — максимальная температура стенки труб лобовых змеевиков шнрм второго хода пароперегревателя; $p_б$ — давление пара в барабане; *I* — розжиг; *II* — открытие БРОУ; *III* — открытие РОУ; *А* — открыт аварийный сброс; *Б* — закрыт аварийный сброс.

ющих режим работы отдельных узлов агрегата (рис. 2-14), с нанесением отметок времени выполнения технологических операций. Анализ этих графиков и соответствующие расчеты позволяют оценить полученные результаты и при необходимости наметить программу дальнейших работ.

2-2-2. Особенности определения потерь топлива и электроэнергии при пусках блоков

Определение потерь топлива на растопочные режимы зачастую производится без общепринятого методического подхода, так как испытания установок в этих режимах проводятся сравнительно недавно и нет отработанных рекомендаций по методике этих работ. Ниже изложены методические материалы ВТИ, накопившего наибольший опыт подобных испытаний.

Пусковые потери необходимо учитывать при определении ряда эксплуатационных показателей ТЭС. К их числу относятся удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию, потребный расход растопочного топлива, стороннего пара и т. п.

Укрупненно потери топлива и энергии при испытаниях должны определяться для двух периодов. К первому периоду относятся растопка котлоагрегата, прогрев паропроводов и повышение частоты вращения ротора турбины до момента синхронизации турбогенератора. В этот период потери топлива и энергии равны их затратам. Ко второму периоду относится нагружение энергоблока, в процессе которого электроэнергия вырабатывается с повышенным удельным расходом топлива. Потери в этот период являются в известной мере условными (зависят от принятой методики их определения) и определяются превышением суммарных затрат топлива на отпущенную электроэнергию над соответствующими затратами на отпуск такого же количества электроэнергии при стационарном режиме. Отмеченная условность в определении этих потерь определяется главным образом выбором стационарного режима, с которым ведется сравнение затрат топлива.

Проводимые ранее испытания, направленные к определению пусковых потерь (как отечественными, так и зарубежными авторами), дают разноречивые результаты и в большинстве случаев они несопоставимы между собой. В значительной мере это определяется различиями в методике испытаний и обработке опытных данных.

Зачастую в результате испытаний потери топлива и энергии определялись суммарно за весь период пуска и нагружения энергоблока или по укрупненным периодам (например, по приведенным выше). При этом полученные результаты даже при пусках блоков из одного и того же исходного теплового состояния существенно различались между собой. Это вполне закономерно, так как пусковые потери определяются рядом факторов, изменяющихся от пуска к пуску и от объекта к объекту.

К числу этих факторов относятся: суммарная длительность пуска блока, длительность отдельных периодов пуска, технология пусковых операций, режимные особенности (уровень форсировки топки, избытки воздуха, растопочный расход питательной воды прямоточных котлоагрегатов и т. п.), схемные особенности (преимущественно в части обеспечения утилизации тепла) и т. п. Отсюда вытекает первое требование к проведению испытаний с целью определения пусковых потерь — соблюдение однотипных условий при испытаниях и четкая характеристика этих условий при представлении результатов испытаний. Однако в ряде случаев при испытаниях в промышленных условиях по тем или иным причинам не удается реализовать намеченную программу. В первую очередь это относится к обеспечению длительности пуска блока в целом и по отдельным периодам. Кроме того, следует учитывать, что определение потерь при пуске данного оборудования в данных условиях не может являться самоцелью. Очевидно, что полученные результаты должны быть представлены в виде, позволяющем определять пусковые потери при каждом из эксплуатационных пусков блоков данного типа. Одновременно должна быть обеспечена возможность определения потерь при любом заданном графике пуска блока данного типа, что необходимо для анализа и прогнозирования режимов покрытия переменного графика электрической нагрузки энергосистем. И, наконец, должна быть обеспечена возможность сопоставления полученных результатов с данными испытаний на других объектах. Указанные требования не могут быть удовлетворены при получении данных о потерях суммарно за весь период пуска блока. В связи с этим при проведении испытаний и обработке опытных данных пуск блока должен быть расчленен на отдельные периоды, а результаты испытаний должны быть представлены в зависимости от длительности этих периодов. Важно также объективно учесть все составляющие пусковых потерь, так как различный подход к этому в свою очередь приводит к несопоставимости результатов, полученных разными авторами. Так, например, в ряде случаев не учитываются потери тепла и энергии в период простоя блока, при проведении подготовительных операций к пуску и при стабилизации режима после нагружения блока, что приводит к занижению суммарных пусковых потерь.

При разделении всего пуска блока на отдельные периоды необходимо прежде всего учитывать особенности технологии пуска. В первую очередь это относится к учету периодов с различным уровнем форсировки топки. Например, в первый период растопки котлоагрегата до достижения определенных параметров форсировка топки может поддерживаться на более низком или на более высоком («переформировка») уровне, чем в последующем. Естественно, что различное соотношение длительности этих периодов при неизменной длительности растопки котлоагрегата обусловливает и различие в значениях потерь топлива.

С учетом изложенного при проведении испытаний и обработке опытных данных методически наиболее правильно разделение пуска на следующие периоды:

1) простой блока;

2) подготовительные операции к пуску блока;

3) растопка котлоагрегата и прогревы паропроводов до толчка ротора турбины (с разделением, при необходимости, на подпериоды с различными уровнями форсировки топки);

4) повышение частоты вращения ротора турбины до номинальной и синхронизация турбогенератора (с разделением на два подпериода в случае затяжки проведения второй операции);

5) нагружение блока (с разделением на подпериоды, определяемые достижением нагрузки, равной $0{,}3N_{ном}$, $0{,}7N_{ном}$ и $N_{ном}$);

6) стабилизация режима.

Для дубль-блоков необходимо выделение дополнительных периодов:

7) подготовительные операции к растопке второго корпуса котлоагрегата;

8) растопка второго корпуса котлоагрегата и прогревы паропроводов (с разделением на подпериоды аналогично п. 3);

9) подключение второго корпуса котлоагрегата к турбине.

С учетом перечисленных периодов при проведении испытаний в первичных данных измерений должны фиксироваться соответствующие моменты времени, а при обработке опытных данных пусковые потери должны определяться для каждого периода отдельно.

Испытания следует проводить по методу прямого баланса при сжигании в котлоагрегате газообразного или жидкого топлива, расход которого может измеряться с минимальной погрешностью. Помимо расхода топлива, являющегося основной составляющей пусковых потерь, при испытаниях должны измеряться следующие параметры:

расход отпущенной электроэнергии;

расход электроэнергии, потребляемый всеми действующими механизмами блока (собственные нужды);

расход, давление и температура стороннего пара, потребляемого блоком.

Кроме того, должны фиксироваться параметры, дающие общую характеристику режима пуска блока:

вакуум в конденсаторе;

температура и расход питательной воды;

температура среды перед встроенной задвижкой (на прямоточных котлоагрегатах);

давление среды перед встроенной задвижкой или в барабане (в зависимости от типа котлоагрегата);

давление и температура свежего пара перед ЦВД турбины;

давление и температура вторично перегретого пара перед ЦСД турбины;

давление среды во встроенном сепараторе, растопочном расширителе (для прямоточных котлоагрегатов) и в деаэраторе;

температура дымовых газов в поворотной камере котлоагрегата;

температура уходящих газов и избыток воздуха в них.

В дневнике испытаний должны фиксироваться все основные операции, проводимые при пуске блока, время их проведения (например, включение механизмов блока, число включенных горелок, степень открытия пускосбросного устройства и т. п.), а также время начала и окончания перечисленных выше периодов пуска.

Измерение всех перечисленных параметров должно проводиться в соответствии с методическими указаниями, изложенными в последующих главах.

Следует лишь отметить, что для измерения расхода газообразного топлива в период растопки котлоагрегата необходима установка специальной «растопочной» диафрагмы и датчика к ней, рассчитанных на расход примерно 30% номинального. Помимо перепада давления на диафрагме при испытаниях в пусковых режимах необходимы, так же как и при испытаниях в стационарных режимах, регистрация давления и температуры среды перед диафрагмой для последующего внесения поправки к измеренному перепаду на отклонение от расчетных условий. На протяжении пуска блока рекомендуется не менее двух раз отбирать пробы сжигаемого природного газа для анализа его удельной теплоты сгорания. Измерение расхода жидкого топлива (мазута) можно осуществлять таким же способом. При отсутствии «растопочного» расходомера жидкого топлива рекомендуется проведение тарировки на стенде каждой из форсунок (получение зависимости расхода воды через форсунки от давления перед ней). Учитывая различие вязкости воды и жидкого топлива, расход топлива, определенный по тарировочным характеристикам, должен быть умножен на поправочный коэффициент $П$. Этот коэффициент может быть определен при работе на стационарном режиме с нагрузкой блока не менее $0{,}5N_{ном}$ из соотношения

$$П = \frac{B_{ш.р}}{B_т}, \qquad (2\text{-}7)$$

где $B_{ш.р}$ — расход топлива, измеренный штатным расходомером (с соответствующими поправками); $B_т$ — суммарный расход топлива через все форсунки, определенный по тарировочным характеристикам.

Более точно указанный коэффициент может быть подсчитан при определении расхода топлива в результате сведения обратного баланса котлоагрегата. Последнее целесообразно также для уточнения показаний «растопочного» расходомера в случае его использования при испытаниях. Удельная теплота сгорания жидкого топлива обычно более стабильна, и для расчетов могут быть использованы станционные данные. Для получения предварительно-

ных результатов испытаний большое значение имеет точность измерения количества отпущенной электроэнергии при нагружении блока и стабилизации режима. Для этой цели рекомендуется применять так называемую «схему двух ваттметров» (см. гл. 13). В случае использования штатных счетчиков необходима их предварительная тарировка по лабораторной аппаратуре.

Для каждого из периодов до синхронизации турбогенератора и включения его в сеть пусковые потери, т условного топлива,

$$\Delta B_i = \Delta B^i_{\text{т}} + \Delta B^i_{\text{с.п}} + Э^i_{\text{с.п}} b^{\text{с}}_0 \cdot 10^{-6}, \qquad (2\text{-}8)$$

где $\Delta B^i_{\text{т}}$ — измеренный расход топлива (условного) в соответствующий (i-й) период, т; $\Delta B^i_{\text{с.п}}$ — расход топлива (условного), соответствующий суммарному расходу стороннего пара в тот же период, т; $Э^i_{\text{с.п}}$ — суммарный расход электроэнергии на собственные нужды в рассматриваемый период, кВт·ч; $b^{\text{с}}_0$ — удельный расход топлива на 1 кВт·ч отпущенной станцией электроэнергии в соответствующий период; г/(кВт·ч).

Объективно значение $\Delta B^i_{\text{с.п}}$ следовало бы определять с учетом источника поступления стороннего пара. Так, например, при поступлении пара от пусковой котельной или из отборов действующих турбин перевод расхода пара в расход топлива следовало бы проводить с учетом к. п. д. котельной или коэффициента ценности тепла. Учитывая, однако, что удельная значимость $\Delta B^i_{\text{с.п}}$ невелика, усложнение расчетов при обработке результатов испытаний неоправданно. Более того, под углом зрения сопоставления результатов испытаний, полученных на различных объектах, такие расчеты обусловили бы определенное расхождение результатов, так как источники поступления стороннего пара обычно различны.

При прогнозировании пусковых потерь по заданному графику пуска также трудно оценить соотношение расходов стороннего пара, поступающего из различных источников. С учетом изложенного значение $\Delta B^i_{\text{с.п}}$ с известной условностью рекомендуется определять по формуле

$$\Delta B^i_{\text{с.п}} = \frac{G^i_{\text{с.п}} \bar{i}^i_{\text{с.п}}}{7000}, \qquad (2\text{-}9)$$

где $G^i_{\text{с.п}}$ и $\bar{i}^i_{\text{с.п}}$ — суммарное потребление, т, и средняя энтальпия стороннего пара, ккал/кг, за i-й период.

Значение $b^{\text{с}}_0$ объективно наиболее правильно принимать усредненно по работающему оборудованию станции в период пуска данного блока. Однако с учетом соображений, аналогичных изложенным выше, для определения значения $\Delta B^i_{\text{с.п}}$ вместо $b^{\text{с}}_0$ рекомендуется (также с известной условностью) принимать удельный расход топлива на отпущенный 1 кВт·ч электроэнергии при номинальной нагрузке данного типа блока $b^{\text{н}}_0$.

В соответствии с имеющимся опытом [107] в каждый из периодов до включения турбогенератора в сеть можно принять, что между пусковыми потерями ΔB_i и продолжительностью периода τ_i, мин, существует прямо пропорциональная зависимость

$$\Delta B_i = k_i \tau_i, \qquad (2\text{-}10)$$

где k_i — коэффициент пропорциональности, т у. т./мин.

По известным значениям k_i могут быть определены пусковые потери при реальных длительностях периодов, которые имели место в эксплуатационных условиях или принимаются при прогнозировании на перспективу. Таким образом, конечной целью обработки результатов испытаний является получение значений k_i для каждого опыта, усредненных значений $\bar{k}_i$ для пусков блока из одинаковых исходных тепловых состояний и оценка погрешности, возможной при использовании $\bar{k}_i$ для определения ΔB_i при заданном или реализованном графике пуска блока.

Для периодов до включения турбогенератора в сеть рекомендуется представлять k_i в виде

$$k_i = k^i_{\Sigma\text{т}} + k^i_{\text{с.н}} \qquad (2\text{-}11)$$

и

$$\bar{k}_i = \frac{\sum_1^n k^i_{\Sigma\text{т}} + k^i_{\text{с.н}}}{n}, \qquad (2\text{-}12)$$

где $k^i_{\Sigma\text{т}}$ — коэффициент пропорциональности для топливной составляющей потерь (включая сторонний пар); $k^i_{\text{с.н}}$ — коэффициент пропорциональности для составляющей собственных нужд; n — число пусков блока.

При таком исчислении k_i одна из его составляющих ($k^i_{\text{с.п}}$) зависит от удельного расхода топлива на 1 кВт·ч отпущенной электроэнергии ($b^{\text{н}}_0$). Это дает возможность при обработке материала испытаний учесть, что по тем или иным причинам (состояние оборудования, вид сжигаемого топлива и т. п.) значение $b^{\text{н}}_0$ для объектов данного типа могут различаться. Рекомендуется $\bar{k}_i$ исчислять, варьируя значения $b^{\text{н}}_0$ через каждые 10 г/(кВт·ч), пользуясь выражением

$$\bar{k}_i = \frac{\sum_1^n \left(k^i_{\Sigma\text{т}} + k^i_{\text{с.п}} \frac{b^{\text{н}}_{0\text{var}}}{b^{\text{н}}_{0,\text{оп}}} \right)}{n}, \qquad (2\text{-}13)$$

где $b^{\text{н}}_{0\,\text{var}}$ — варьируемые значения $b^{\text{н}}_0$; $b^{\text{н}}_{0,\text{оп}}$ — значение $b^{\text{н}}_0$, принимаемое при обработке данных опытов.

В итоге для каждого из указанных периодов пуска рекомендуется приводить в табличном виде значения $\bar{k}_i$ в зависимости от $b^{н}_{0\,var}$.

В периоды нагружения блока потери топлива определяются из выражения

$$\Delta B_i = \Delta B^i_{т} + \Delta B^i_{с.п} - Э^i_0 b_0^{ст} \cdot 10^{-6}, \qquad (2\text{-}14)$$

где $Э^i_0$ — отпущенная электроэнергия в рассматриваемый период, кВт·ч; $b_0^{ст}$ — удельный расход топлива на 1 кВт.ч отпущенной электроэнергии при стационарном режиме.

Первые два члена выражения (2-14) характеризуют затраты топлива и стороннего пара на выработку электроэнергии при нагружении блока. Третий член этого выражения отражает затраты топлива на отпущенную электроэнергию, которые имели бы место при работе блока в стационарном режиме. Разницей этих затрат определяются пусковые потери топлива. Значение $Э^i_0$ рекомендуется исчислять как разницу между выработанной при нагружении блока электроэнергией и затратами энергии на собственные нужды независимо от того, обеспечивались ли они пусковым или работающими блоками.

Выбор $b_0^{ст}$, как уже отмечалось, сопряжен с известной условностью. Отдельные авторы считают, что $b_0^{ст}$ следует принимать для оптимальной нагрузки блока, при которой удельный расход топлива минимален, или при некоторой сниженной нагрузке (например, $0{,}8N_{ном}$), на которой в период пуска данного блока работают остальные блоки. Наиболее распространена точка зрения о принятии $b_0^{ст}$ для номинальной нагрузки блока (т. е. $b_0^{ст} = b^{н}_0$). Каждый из подходов в той или иной мере является условным, однако последний из них обусловливает наименьшую неопределенность, что особенно проявляется при сопоставлении результатов испытаний блоков с разными единичными мощностями и рабочими параметрами.

С учетом изложенного рекомендуется принимать $b_0^{ст} = b^{н}_0$. Следует подчеркнуть, что значение $b^{н}_0$ должно приниматься для того же топлива, которое сжигается в процессе испытаний с целью определения потерь в периоды нагружения.

При обработке опытных данных аналогично изложенному выше для периодов нагружения блока также можно принять прямую пропорциональность между потерями топлива и длительностью периода ($\Delta B_i = k_i \tau_i$). Учитывая существенное влияние на потери топлива не только длительности, но и динамики нагружения блока, применение такой методики сопряжено с погрешностью около ±20%. Для проведения приближенных расчетов пусковых потерь рекомендуется при обработке данных испытаний определять значения k_i, их разброс для однотипных пусков и $\bar{k}_i$. Для более точного определения потерь в период нагружения при эксплуатационном или заданном графике рекомендуется следующая методика. Потери топлива при нагружении блока, как уже отмечалось, определяются выработкой электроэнергии с удельным расходом топлива более высоким, чем при стационарной нагрузке. Если разделить весь период нагружения на отдельные периоды, в процессе которых нагрузка блока мало изменяется, или характер ее изменения близок к линейному, то для них может быть определена условная средняя нагрузка, кВт,

$$N^i_{в} = \frac{Э^i_{в} 60}{10^3 \tau_i}, \qquad (2\text{-}15)$$

где $Э^i_{в}$ — выработанная электроэнергия в данный период нагружения, кВт·ч; τ_i — продолжительность этого же периода, мин.

Для каждой средней нагрузки может быть определен пусковой удельный расход топлива на 1 кВт·ч отпущенной электроэнергии, г/(кВт·ч):

$$b_0^{пi} = \frac{\Delta B^i_{т} + \Delta B^i_{с.п}}{Э^i_0 \cdot 10^{-6}}. \qquad (2\text{-}16)$$

В результате обработки данных испытаний и их экстраполяции значения $b_0^{пi}$ должны быть представлены в зависимости от $\overline{N}^i_{в}$. Величины $b^{пi}_0$ и $b^{н}_0$ являются основными исходными данными для определения потерь топлива при любом реализованном или заданном графике нагружения, в том числе на аналогичных блоках других станций.

Потери топлива при нагружении блока определяются из выражения

$$\Delta B = \sum_{1}^{n} (b_0^{пi} - b^{н}_0)\, Э^i_0 \cdot 10^{-6}, \qquad (2\text{-}17)$$

где n — число периодов, на которое разделено нагружение блока.

Следует подчеркнуть, что значения $b^{н}_0$, $b_0^{пi}$ и k_i взаимосвязаны. Поэтому при использовании данных испытаний для определения потерь при нагружении на других объектах с аналогичными блоками, значение $b^{н}_0$ следует принимать таким же, как при испытаниях на данном блоке.

Определение потерь топлива на стабилизацию режима наиболее сложно, так как их значение соизмеримо с погрешностью прямого измерения расхода топлива и отпущенной

электроэнергии. Практически для этой цели необходимо применение методики тепловых испытаний турбоагрегата [47]. С некоторым приближением эта потеря может быть оценена в 5% суммарных потерь на пуск блока.

Изложенная методика применима и при испытаниях котлоагрегатов электростанций с поперечными связями. При этом следует учитывать полезно используемое тепло за счет пропуска пара через РОУ ($\Delta B_{РОУ}$), часто применяемого на таких электростанциях. Его значение, т условного топлива, может быть определено по формуле

$$\Delta B_{РОУ} = \frac{D_{РОУ} i'_{РОУ} k_э}{7000}, \qquad (2\text{-}18)$$

где $D_{РОУ}$ — расход пара через растопочную РОУ в рассматриваемый период пуска; подсчитывается суммированием расходов за отдельные промежутки времени по мере изменения давления и температуры пара; $i'_{РОУ}$ — энтальпия пара, поступающего в РОУ, ккал/кг; k — коэффициент ценности тепла замещаемого редуцируемым паром отбора турбины (для четвертого отбора $k=0{,}48$).

2-2-3. Испытания котлоагрегатов при аварийных разгружениях энергоблоков до нагрузки собственных нужд или холостого хода

Испытания данного вида проводятся с целью проверки возможности сохранения вращающейся мощности при локальных авариях на блоках или системных авариях и обеспечения немедленного повторного нагружения блока.

В общем случае при аварийном разгружении турбогенератора котлоагрегат должен быть в максимальном темпе разгружен до нагрузки, соответствующей пропускной способности пуско-сбросных устройств (БРОУ). Как правило, эти устройства имеют пропускную способность 30% номинальной, что соответствует растопочной нагрузке котлоагрегата. Следует подчеркнуть, что медленная разгрузка котлоагрегата при рассматриваемом режиме не рекомендуется, так как это может привести к недопустимому повышению температур стенок змеевиков промежуточного перегревателя (расход пара через него при сбросе нагрузки турбогенератора до холостого хода составляет всего около 5% номинального). Кроме того, при этом возможно повреждение предохранительных клапанов котлоагрегата из-за их длительной работы или многократного срабатывания. Таким образом, в рассматриваемом случае котлоагрегат должен быть быстро переведен на растопочную нагрузку. В соответствии с ПТЭ такой перевод котлоагрегата допускается только под воздействием системы автоматического управления.

Программа и объем рассматриваемых испытаний определяются особенностями оборудования и состоянием системы автоматического управления. В наиболее полном случае в программу испытаний входят два этапа работ: снятие статических и динамических характеристик котлоагрегата в широком диапазоне нагрузок и собственно испытания установки в режиме сброса нагрузки.

Выбор статических режимов работы котлоагрегата ведется с учетом критериев устойчивости процесса горения, возможности сохранения температуры свежего пара близкой к номинальной и допустимого снижения температуры вторично перегретого пара при допустимых температурах металла поверхностей нагрева водопарового тракта. Вопросы экономичности таких режимов не рассматриваются, так как они весьма редки и кратковременны.

Материалы по первому этапу работы в определенной мере могут базироваться на результатах ранее проведенных испытаний котлоагрегата при стационарных режимах (см. гл. 1) и в особенности опытов, связанных с определением технического минимума нагрузки котлоагрегата. Основными задачами первого этапа испытаний является определение:

1) необходимого на растопочной нагрузке сочетания остающихся в работе топливоподающих устройств, значений температур пара в узловых точках перегревательного тракта при номинальной температуре свежего пара и уровня температуры вторично перегретого пара;

2) динамических характеристик котлоагрегата на различных нагрузках (включая растопочную);

3) возможности использования на сниженных и растопочной нагрузках штатных авторегуляторов;

4) минимальной длительности перевода котлоагрегата на растопочную нагрузку.

При разработке программы первого этапа испытаний следует учитывать, что отработка статических режимов должна проводиться последовательно от нижнего предела регулировочного диапазона до растопочной нагрузки. После обеспечения наладки системы автоматического управления (при необходимости — с обеспечением автоматической перенастройки отдельных регуляторов) должна быть проведена ее проверка на отдельных статических режимах (нанесением соответствующих возмущений). В заключение этого этапа испытаний должны быть проверены режимы автоматической разгрузки котлоагрегата с одного

статического режима до другого, включая режим разгрузки с номинальной до растопочной нагрузки.

Объем измерений при рассматриваемых испытаниях должен соответствовать изложенному в гл. 2 (измерения, связанные с определением динамических свойств котлоагрегата и наладкой системы авторегулирования, здесь не рассматриваются).

На втором этапе испытаний должна проводиться проверка режимов сброса нагрузки в целом по блоку.

В общем случае применительно к энергоблоку мощностью 300 МВт с прямоточным однокорпусным котлоагрегатом, в программе испытаний с целью проверки автоматической системы аварийной разгрузки (АСАРБ) блока должны предусматриваться следующие аварийные ситуации:

отключение генератора от сети;

отключение турбины;

отключение питательного турбонасоса (ПТН);

переход генератора в асинхронный режим вследствие отключения автомата гашения поля (АГП).

При этом в условия осуществления испытаний входят:

проведение испытаний при включенной электроприставке к регулятору скорости турбины на нагрузках 100 и 70% номинальной;

работа блока при исходной нагрузке 70% номинальной с питательным электронасосом (ПЭН);

проверка работы автомата безопасности без повышения частоты вращения ротора турбины перед проведением испытаний в режиме отключения генератора от сети и переходе генератора в асинхронный режим.

В соответствии с изложенным в программе предусматриваются следующие опыты:

отключение ПТН при исходной 100%-ной нагрузке с переводом энергоблока на нагрузку 60% номинальной;

отключение турбины при исходной нагрузке 70% номинальной с переводом котлоагрегата на нагрузку 30% номинальной;

отключение генератора от сети при исходной нагрузке 70% номинальной с переводом энергоблока на нагрузку собственных нужд и котлоагрегата на нагрузку 30% номинальной;

отключение генератора от сети при исходной номинальной нагрузке с переводом энергоблока на нагрузку собственных нужд и котлоагрегата на нагрузку 30% номинальной;

отключение АГП при исходной номинальной нагрузке с переводом энергоблока на нагрузку 30% номинальной.

Для обеспечения устойчивого топочного режима при сжигании малореакционных углей типа АШ и тощих при сбросах нагрузки должен поддерживаться режим совместного сжигания угольной пыли и подсвечивающего топлива (мазута, природного газа) с прекращением выхода жидкого шлака (для топок с жидким шлакоудалением). Устойчивое сжигание смеси названных твердых топлив с 50—55%-ной долей мазута в суммарном тепловыделении должно обеспечиваться при повышенном (около 1,5—1,8) избытке воздуха в топке. Быстрая подача мазута в этих случаях достигается при условии оборудования не менее 50% растопочных форсунок быстродействующими клапанами. Регулирование тепловой нагрузки в режиме сброса нагрузки осуществляется соответствующим воздействием на устройства управления питателями пыли. При этом на котлоагрегатах с двухъярусным расположением горелок должны преимущественно отключаться горелки нижнего яруса. При сжигании каменных или бурых углей устойчивость топочного процесса в режимах сброса нагрузки обеспечивается подсвечиванием мазутом с расходом его до 20% суммарного тепловыделения. Разгружение котлоагрегата производится отключением части питателей пыли.

На газомазутных котлоагрегатах сброс нагрузки производится отключением части горелок с коррекцией через 1—2 мин воздушного режима (на котлоагрегатах, оборудованных паромеханическими форсунками ТКЗ типа «Титан», допускается снижение расхода мазута без их отключения).

Вопросы обеспечения заданного уровня температуры свежего пара и надежного температурного режима поверхностей нагрева при испытаниях прямоточных котлоагрегатов в режимах сбросов нагрузки связаны с глубиной нарушения соотношения «вода — топливо — воздух» и с динамическими характеристиками котлоагрегата. В связи с тем что в условиях испытаний сбросы нагрузки заранее подготавливаются, значительные отклонения температур перегрева пара и металла поверхностей нагрева могут быть предупреждены. Имеющийся опыт свидетельствует, что при сбросах нагрузки на прямоточных котлоагрегатах блоков мощностью 300 МВт не возникает опасных теплогидравлических разверок в поверхностях нагрева. Для обеспечения заданного уровня температуры перегрева свежего пара в условиях снижения тепловосприятия выходных пакетов перегревателей после исчерпания возможностей имеющихся средств регулирования необходимо увеличивать избыток воздуха в топке до $\alpha''_т=1{,}7\div3{,}0$ (для АШ — до 1,8; для экибастузского угля — до 2,5÷3,0), оставлять в работе пылеугольные горелки верхнего яруса (иногда сочетать эти

средства), а в отдельных случаях и повышать температуру среды за СРЧ (примерно на 20—25°С против номинальной). При сжигании природного газа необходимый уровень температуры перегрева свежего пара в режиме сброса нагрузки обеспечивается при $\alpha''_т = 1{,}15 \div 1{,}2$, а при сжигании мазута — при $\alpha''_т$ порядка 1,3.

На уровень температуры вторично перегретого пара существенное влияние оказывает используемый способ регулирования. Рециркуляция дымовых газов обеспечивает наименьшее снижение этой температуры. При испытаниях важно установить допустимую степень увеличения рециркуляции, при которой сохраняется достаточная устойчивость горения в топке. Указанное выше увеличение избытка воздуха в топке также способствует ограничению снижения температуры, вторично перегретого пара.

При сбросе нагрузки на энергоблоках мощностью 300 МВт происходит переход с ПТН на ПЭН, что обусловливает кратковременное прекращение питания котлоагрегата, не опасное по условиям надежности работы поверхностей нагрева. Это, однако, влечет за собой ухудшение условий работы системы авторегулирования котла. В частности, при отключении ПТН регулятор открывает питательный клапан (иногда полностью) и после разворота ПЭН возможно резкое увеличение расхода воды (обратно направленное изменению расхода топлива). Эти явления соответственно будут отражаться на диаграммах самопишущих приборов, регистрирующих контролируемые при испытаниях параметры. Для возможности правильного анализа подобных явлений необходимо точно фиксировать время начала каждого этапа переходных процессов.

Режим сброса нагрузки на энергоблоках с барабанными котлоагрегатами также может организовываться с их переводом на растопочную нагрузку. Наряду с этим может применяться режим с использованием аккумулированного котлоагрегатом тепла. Как показали испытания, при останове (гашении топки) барабанного котлоагрегата в момент сброса нагрузки блока аккумулирующей способности котлоагрегата достаточно для удержания нагрузки собственных нужд в течение времени, необходимого для определения причины аварийной ситуации и принятия мер по восстановлению нагрузки. Задачи испытаний при этом связаны со следующими основными критериями допустимости такого режима [29]:

возможностью удержания уровня в барабане в заданных допустимых пределах штатными средствами автоматики и защиты котлоагрегата;

обеспечением допустимой скорости снижения температур свежего и вторично перегретого пара;

обеспечением параметров и показателей надежности котлоагрегата и турбины энергоблока в период последующего быстрого нагружения.

Проведению рассматриваемого режима сброса нагрузки блока должна предшествовать корректировка параметров настройки защиты в соответствии с устанавливаемой последовательностью технологических операций по энергоблоку.

По данным ОРГРЭС [75] основным опытам должен предшествовать опыт с целью определения аккумулирующей способности котлоагрегата, для чего проверяется продолжительность работы турбины на нагрузке 8—10 МВт после погашения котлоагрегата. Длительность опыта (работы турбины) определяется относительным положением РВД. При этом выявляется характер снижения температур пара за котлоагрегатом и перед цилиндрами турбины. На основе этих данных определяется допустимая длительность работы на режиме собственных нужд до включения мазутных форсунок, при которой не достигаются установленные заводом-изготовителем предельно допустимые температурные изменения по турбине и связанные с ними относительные укорочения роторов.

Исходя из того что при проверке работы энергоблока в режиме сброса нагрузки анализируются показатели всей установки в целом, графики основных характеристик режима строятся совмещенными, т. е. с показателями работы котлоагрегата и турбины. Кроме того, строятся характеристики работы отдельных поверхностей нагрева котлоагрегата.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

ОТБОР И ПРИГОТОВЛЕНИЕ СРЕДНИХ ПРОБ ТОПЛИВА И ОЧАГОВЫХ ОСТАТКОВ

3-1. ОТБОР СРЕДНИХ ПРОБ УГЛЯ И СЛАНЦА

В соответствии с рекомендациями Постоянной комиссии СЭВ по машиностроению и Международной организации по стандартизации (ISO) пробы топлива должны отбираться в точке взвешивания для ситового и элементарного анализов, а также для определения размолоспособности, удельной теплоты сгорания, температурных и плавкостных характеристик его золы. При этом необходимо учитывать массу отобранного топлива с тем, чтобы не исказить расход топлива, прошедшего через весы и поступившего на размол. При подаче топлива ленточными конвейерами в бункера группы котлоагрегатов отбор топлива производится у индивидуальных весов (питателей сырого угля); при испытаниях единственного котлоагрегата в котельной отбор может быть осуществлен на весах топливоподачи (при поступлении всего топлива в котельную).

Согласно ГОСТ 10742-71 отбор проб сырого топлива проводят от потока топлива в местах его перепада или с поверхности транспортирующего устройства, а также от неподвижного слоя топлива, погруженного в транспортные средства. При испытаниях котлоагрегатов наиболее часто отбор проб проводят из потока после питателей или с полотна ленточных (скребковых) питателей топлива. При испытаниях котлоагрегатов с механическими слоевыми топками отбор проб топлива может проводиться из-под бункеров сырого топлива; для случаев сжигания сушонки — с общего транспортера или из разгрузочных устройств сушилки на течках после уплотнения.

Отбор проб должен выполняться механизированным способом (механическим пробоотборником) или вручную. Для обеспечения представительности отдельных порций при ручном отборе пробы должны отбираться по всей глубине потока с охватом верхних, средних и нижних слоев топлива и по всей ширине потока. Этого можно достигнуть путем кратковременного (в течение 2—3 с) отвода всего потока топлива через расчетные промежутки времени в специальный лоток. При раздельном поступлении на котлоагрегат углей двух различных марок необходим отбор проб отдельно от каждого потока с соблюдением всех изложенных в настоящем разделе требований. Обработку проб при испытаниях желательно производить механизированным способом. Количество порций, отбираемых от партии топлива, определяется его массой.

Масса партии топлива, т	Количество порций (не менее)
До 300	15
Свыше 300 до 600	1 от каждых 20 т
Свыше 600	30

Масса порций, отбираемых от топлива, в зависимости от максимального размера кусков, должна быть следующая:

Максимальный размер кусков, мм	Масса порций, кг, не менее
13	0,6
25	1,5
50	2,5
100	5,0

За максимальный размер кусков топлива принимают размер ячейки сита, на котором при просеивании по ГОСТ 2093-69 надрешетный продукт составляет не более 5% массы просеиваемой пробы. Если максимальный размер кусков не соответствует указанным значениям, то масса порций принимается по ближайшему большему размеру сит. При приемосдаточных испытаниях оборудования по договоренности сторон отбор проб ведется либо по стандарту одной из стран, либо по рекомендациям ISO [81], которые предусматривают для общего анализа отбор из потока угля 32 порции при необогащенном топливе. Для анализа только с целью определения влажности угля из потока должны отбираться 16 порций при необогащенном или сухом угле. При этом подразумевается уровень достоверности (точности) 95%. Эти данные относятся к партиям топлива массой свыше 1000 т из одного источника. При партии массой свыше 1000 т ее либо следует делить на части массой по 1000 т (или менее), либо количество отбираемых порций необходимо увеличивать, умножая на коэффициент

$$K=\sqrt{\frac{\text{масса поставляемого угля, т}}{1000}}.$$

При этом погрешность (включая погрешность отбора, подготовки и анализа) определения зольности должна быть ±0,1 действительной зольности для $A^c \leqslant 20\%$ и ±2% абсолютных для $A^c > 20\%$, а влажности — ±0,1 действительной влажности для $W^p \leqslant 20\%$ и ±2% абсолютных для $W^p > 20\%$.

Согласно рекомендациям ISO если проба на влажность отбирается из общей пробы, то исходным количеством набираемых порций является то количество, которое необходимо для определения зольности или влажности (наибольшее из них). При этом масса общей

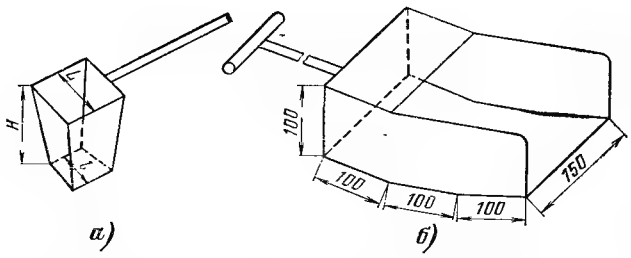


Рис. 3-1. Устройство для ручного отбора проб угля.
а — ковш для отбора из падающего потока; *б* — совок для отбора из движущегося на транспортере потока топлива (размеры совка соответствуют условиям отбора угля с размером куска 50 мм).

пробы по количеству порций должна быть увеличена, если после удаления из нее пробы на влажность не останется достаточного количества угля для пробы на зольность. При ручном отборе ширина отборного ковша или совка (рис. 3-1 и табл. 3-1) должна по ГОСТ 10742-71 превышать не менее чем в 1,5 раза и по рекомендациям ISO в 2,5 раза максимальный размер кусков и быть не менее 50 мм по ГОСТ 10742-71 и не менее 30 мм по рекомендациям ISO. Ковш или совок должны вмещать разовую порцию топлива при заполнении его не более чем на 75% в условиях пересечения всего потока за один проход. Длина совка для отбора проб с ленты транспортера должна быть примерно на 20 мм больше ширины потока угля.

Подготовка к отбору проб включает: выбор и оснащение места отбора, проверку, очистку от остатков ранее отбиравшегося топлива, регулировку отборных устройств и производство необходимых расчетов, связанных с определением количества порций. Если требуемая точность отбора отличается от стандартной (ниже ее), то названное количество порций согласно рекомендациям ISO корректируется путем умножения на коэффициент

$$4A^2_0/(5A^2_1-A^2_0),$$

где A_0 — стандартная точность; A_1 — желаемая точность.

Обычно не рекомендуется стремиться достичь точности, численно меньшей ±0,5% по

Таблица 3-1

Примерные размеры ручного ковша для отбора проб угля (см. рис. 3-1)

Максимальный размер угля, мм	Вместимость ковша, г	Размеры рабочей части, мм		
		H	*L*	*l*
50	1800	150	115	150
65	2250	185	115	150
80	2750	215	115	150

содержанию золы и влаги из-за значительного увеличения объема отбираемого топлива. Интервал времени между порциями, мин, отбираемыми из движущегося непрерывного потока, определяется по формуле (ГОСТ 10742-71)

$$t=60T/n,$$

где n — количество порций, определяемых по количеству массы партии топлива; T — общая продолжительность отбора пробы от данной партии, вычисляемая по формуле $T=Q/G$ (Q — масса партии топлива, т; G — производительность потока, т/ч).

Наибольшая представительность пробы топлива достигается при его отборе из падающего потока. Отбор топлива с лент транспортеров следует применять только в случаях, когда названная схема не может быть применима. При этом ковш для отбора должен скрести поверхность ленты транспортера с тем, чтобы на ней не оставались частицы мелкого угля. При невозможности отбора пробы по всей ширине потока одним движением без переполнения отборного ковша (совка) пробу из потока рекомендации ISO предлагают отбирать из частей (обычно не более трех) потока одинаковой глубины по очереди. При заполнении ковш должен пересекать поток только один раз, а затем выводиться из потока.

Отбор проб вручную с движущегося транспортера ISO рекомендуется проводить только при скорости его ленты не более 1,5 м/с, если высота слоя угля не превышает 300 мм и транспортируемая масса не превышает 200 т/ч. Для углей с максимальным размером кусков 80 мм и более отбор проб вручную из движущегося потока может быть опасен, и по возможности для отбора порции транспортер следует останавливать. Контроль отсутствия систематических односторонних ошибок при отборе проб из движущегося потока должен осуществляться только путем отбора проб по всему поперечному сечению ленты остановленного транспортера (рис. 3-2,*а*). Этот метод является стандартным и по нему проверяются все другие методы. Порции отбирают шаблоном, грани которого отстоят одна от другой на расстоянии K, равном не менее двух размеров максимального куска. В порцию включается все топливо, отсеченное внутри шаблона, и отдельные крупные куски, попавшие под правую по направлению движения потока грань шаблона.

По рекомендациям ISO для углей с размерами кусков до 120 мм минимальная масса порции, кг, должна определяться по эмпирической формуле $P=0{,}04D$, но не должна быть менее 0,5 кг, где D — максимальный размер —

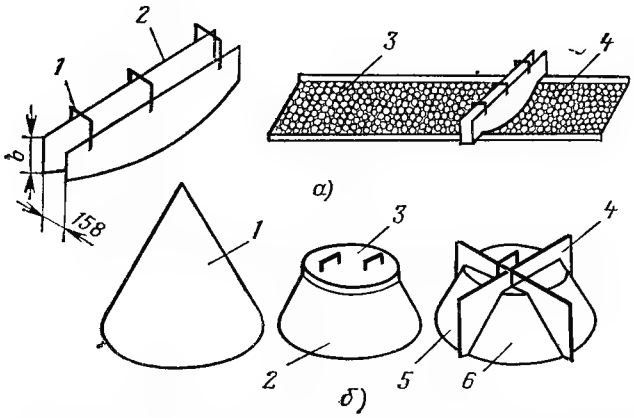


Рис. 3-2. Схемы отбора пробы топлива с транспортерной ленты (*а*) и сокращения пробы методом квартования (*б*).

а: *1* — скоба; *2* — грани; *3* — транспортерная лента; *4* — топливо; *б*: *1* — коническая куча топлива; *2* — сплюснутая куча; *3* — диск для сплющивания; *4* — крестовина для квартования; *5* и *6* — части пробы, соответственно удаляемые и оставляемые для дальнейшей обработки.

размер отверстий сита, на котором остается не более 5% массы угля.

Ручной отбор угля с размером кусков 80 мм или более рекомендуется только в том случае, когда уголь находится в неподвижном состоянии (в слое вагона, штабеля).

Поскольку при испытаниях котлоагрегатов уголь необходимо отбирать за некоторое время до начала опытов в период заполнения бункеров топлива (сырого угля) с тем, чтобы иметь данные о сжигаемом в опытах угле, действующие нормы отбора топлива для эксплуатационных отборов можно распространить на условия испытаний. Время начала отбора должно рассчитываться исходя из предполагаемой длительности опыта, емкости бункеров, производительности конвейеров.

При оснащении рабочего места отборщика проб необходимо предусмотреть постоянные устройства, обеспечивающие безопасность и удобство работы. Должны быть также предусмотрены приспособления для переноски проб с места отбора к месту их обработки. Руководитель участка отбора проб (инженер или техник) должен знать инструкцию по производству работ и правила техники безопасности. В его инструкции должны быть даны четкие, дающие только одно толкование, указания о месте отбора проб, частоте и времени их набора, данные о топливе — максимальный размер кусков, качество, зольность, указания о намеченных видах анализа.

При отборе проб топлива обязательно должны быть взяты дополнительные пробы, которые могут понадобиться в случае неудачного первоначального анализа или возникновения спорных вопросов.

По окончании отбора проб в журнале руководителя испытаний должны быть приведены данные о количестве и размере порций, подробные сведения о топливе и мерах, принятых для обеспечения представительности отбора. Хранение первичных проб угля и сланца во избежание потери топливом влаги рекомендуется в плотных, обитых изнутри оцинкованным стальным листом ящиках или в стальных банках с плотными крышками, располагаемых в неотапливаемых помещениях. Длительность хранения топлива до его разделки не должна превышать 6 ч.

3-2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА, РАЗДЕЛКА ПРОБ УГЛЯ И СЛАНЦА

Определение гранулометрического состава. Сущность метода заключается в рассеве всей первичной пробы на ситах, взвешивании материала выделенных классов, вычислении выходов отдельных классов крупности и определения после этого качественных характеристик. Определение гранулометрического состава топлива необходимо при испытаниях котлоагрегатов со среднеходными и молотковыми мельницами, с мельницами-вентиляторами, с циклонными и слоевыми топками. Требованиями ПТЭ и типовых инструкций установлено, что после дробления угля и сланца размеры кусков топлива не должны превышать 25 мм, а остаток на сите 10×10 мм — не более 5%. В случаях замазывания дробильного оборудования при работе на углях повышенной влажности допускается увеличение остатка на сите 10×10 мм до 14%. Исходя из этого, и учитывая, что для топок с механическими решетками предельный размер кусков не должен превышать 100 мм, для рассева топлива должны применяться штампованные сита основного ряда с круглыми отверстиями диаметром 150, 100 и 50 мм, а для рассева подрешетного продукта — проволочные сита с отверстиями 25×25, 13×13, 10×10, 6×6, 3×3, 1×1 и 0,5×0,5 мм. При отсутствии сит какого-либо размера можно использовать сита соседних номеров дополнительного ряда по табл. 3-2 (ГОСТ 2093-69). О примененных номерах сит и форме отверстий в них должна быть сделана запись в журнале. Согласно рекомендациям ISO [16] комплект сит должен выбираться с таким расчетом, чтобы на сите с большим размером отверстий оставалось не более 5% продукта, а через сито с меньшим размером проходило не более 5% продукта. Для промежуточных сит не более 25% продукта должно выпадать между каждой парой сит.

Рассевы проб (вручную или механизировано) должны проводиться в прободелочном

Таблица 3-2

Размеры отверстий сит для ситового анализа

Основной ряд	Дополнительный ряд	Основной ряд	Дополнительный ряд
1. Размеры круглых и квадратных сечений, мм			
—	300	—	80
—	200	—	75
150	—	—	70
—	125	—	65
—	120	—	60
100	—	50	—
2. Размеры квадратных отверстий, мм			
—	40	3	—
—	35	—	2
—	30	—	1,6
25	—	1	—
—	20	—	0,8
—	15	0,5	—
13	—	—	0,4
—	10	—	0,3
—	8	—	0,2
6	—	—	0,1

помещении или на специально оборудованной площадке, защищенной от атмосферных осадков, случайного увлажнения и загрязнения. По рекомендациям ISO во избежание изменения классов крупности топлива определение гранулометрического состава желательно выполнять в месте отбора проб. Пол площадки должен быть ровным, из прочного не крошащегося материала, без щелей и выбоин. Площадка должна быть ограждена бортами для предупреждения потерь материала.

Сетки сит с фиксированным размером ячеек натягиваются на деревянные рамы (700×500 мм) грохотов с бортовой доской высотой не менее 100 мм по периметру. При рассеве, начинаемом на ситах с наибольшим размером отверстий, топливо (табл. 3-3) на сито должно подаваться равномерно, с высоты не более 500 мм. Толщина слоя топлива пробы, подаваемой каждый раз на сито, не должна превышать полуторного размера наибольшего зерна в надрешетном продукте, и масса подаваемых частей должна быть такой, чтобы к концу рассева надрешетный продукт покрывал не более 75% площади сита. Часть пробы рассыпают по поверхности сита и просеивают с размахом не более 200 мм равномерным движением грохота в одну и в другую стороны в горизонтальной плоскости или с наклоном не более 10° до прекращения заметного выделения подрешетного продукта. Оставшееся на сите топливо собирают в отдельном месте до окончания рассева всей пробы. Прошедшее через сито топливо тщательно собирают и просеивают указанным выше способом на сите со следующим размером отверстий и т. п. до рассева всей пробы на выбранном наборе сит. Приемник подрешетного продукта следует устанавливать ниже сита не менее чем на 150 мм. Если влажность топлива препятствует разделению зерен, то необходимо предварительно подсушить на воздухе всю массу пробы (зерна крупностью менее 25 мм можно подсушивать при температуре в пределах 50—80°С в сушильном шкафу; по рекомендациям ISO при температуре не выше 50°С). Момент прекращения подсушки определяют визуально — при видимом отделении зерен друг от друга. Подсушенная проба перед рассевом должна быть охлаждена в течение 30 мин при комнатной температуре. Получаемые в дальнейшем результаты взвешивания и вычислений относят к подсушенной массе пробы.

Таблица 3-3

Масса порций и проб при ситовом анализе (ГОСТ 2093-69)

Максимальный размер кусков, мм	Минимальная масса, кг	
	порции	пробы для ситового анализа
Более 50 до 100	20	600
„ 25 „ 50	10	300
„ 13 „ 25	5	150
„ 6 „ 13	2,6	78
„ 3 „ 6	1,2	36
Менее 3	0,6	18

В процессе рассева допускается сокращение массы подрешетных продуктов крупностью менее 25 мм (табл. 3-4) вручную или (для топлива с максимальной крупностью 25 мм и менее) механизировано по ГОСТ 10742-71. Сокращение проводят, если масса соответствующего продукта в 2 или более раза превышает значения, указанные в табл. 3-4. При применении сит с круглыми отверстиями размеры зерен материала, выделяемо-

Таблица 3-4

Минимальная масса подрешетных продуктов после их сокращения при рассеве (ГОСТ 2093-69)

Наибольшая крупность предрешетных продуктов, мм	Масса подрешетного продукта после сокращения, кг, не менее	
	Для определения качественных характеристик классов крупности	Для определения качественных характеристик классов крупности и для их фракционного анализа
25	30	60
13	15	30
6	8	16
3	4	8
1	1	2
0,5	0,5	1
0,2	0,1	0,2

го на них, должны пересчитываться на размеры зерен, выделяемых на ситах с квадратными отверстиями, умножая диаметр отверстий сита с круглыми отверстиями на коэффициент 0,8 (по рекомендациям ISO — на 0,9). Согласно рекомендациям ISO не следует одновременно применять сита с квадратными и круглыми отверстиями. Сита необходимо периодически проверять, заменяя их при износе 10% отверстий более допускаемых отклонений от номинального размера.

Обработка рассевок сводится к следующему:

1. Массу материала каждого класса крупности, получаемую при рассеве относят к массе первичной пробы, поступившей на испытания, находя значение выхода класса крупности, выраженное в процентах.

2. Потери материала в процессе рассева, определяемые как разность между массой пробы, поступившей на испытание, и суммой массы классов, полученных при анализе, должны быть не более 2% массы пробы, подвергнутой рассеву. При большом значении потерь испытание не признается достоверным.

3. При размере потерь материала в пределах указанной в п. 2 нормы ее прибавляют к самому мелкому из полученных классов крупности.

4. При проведении ситового анализа механизированным способом массой первичной пробы допускается считать сумму масс полученных классов крупности.

5. Выход классов крупности вычисляется с точностью до 0,01%, а результаты округляются до 0,1%.

Результаты ситового анализа бурого, каменного угля, антрацита и горючих сланцев представляются по форме табл. 3-5, в которой приведен пример ее заполнения.

Кроме того, при определении качественных характеристик данная таблица дополняется колонками для записи составляющих этих характеристик.

Для наглядности результаты ситового анализа удобно представить в виде кривой гранулометрического состава — зависимости выхода классов от размера фракции.

Таблица 3-5

Результаты ситового анализа

Обозначение классов крупности, мм	Масса классов, кг	Выход классов, %	Суммарный выход надрешетного продукта, %
50—100	70	11,2	11,2
25—50	59,3	9,3	20,5
13—25	т. д.	т. д.	т. д.
6—13			
3—6			
1—3			
0—1			

При ситовом анализе и обработке материалов приняты следующие понятия.

Часть топлива, остающаяся на сите после просевки, называется «полным» или «суммарным» остатком R_i, %:

$$R_i = \frac{G_{ост} \cdot 100}{G_п}, \qquad (3\text{-}1)$$

где $G_{ост}$ — масса полного остатка на сите, кг; $G_п$ — масса просеиваемой пробы, кг.

Часть пробы, проходящая через отверстия одного сита и составляющая остаток на следующем сите, называется фракционным остатком $r_{x \times x}$. Характеристика гранулометрического состава топлива, как правило, выражается полным остатком, но практически удобнее для этой цели использовать фракционные остатки. Полный остаток при этом вычисляется по фракционным остаткам:

$$R_i = r_{3\times3} + r_{6\times6} + \ldots + r_{x\times x}, \qquad (3\text{-}2)$$

где $r_{3\times3}$, $r_{6\times6}$, $r_{x\times x}$ — фракционные остатки соответственно на ситах 3×3, 6×6 мм и т. д.

Если проба квартуется, то полный остаток на каком-либо сите $R^к_i$, %, находится через фракционные остатки по формуле

$$R^к_i = \frac{gG_{13\times13}}{G_у G_п} 100, \qquad (3\text{-}3)$$

где g — масса остатка на сите $i_{x\times x}$ для топлива, прошедшего квартование, кг; $G_{13\times13}$ — масса прохода через сито с размером ячеек 13×13 мм, кг; $G_у$ — масса уменьшенной квартованием части топлива, кг.

Разделка и приготовление проб угля и сланцев. Разделка проб должна, как правило, осуществляться с применением механизированного измельчения на месте ее отбора или после его окончания в помещении, защищенном от ветра, солнечного нагрева, атмосферных осадков, излучающих тепло поверхностей, изолированном от других производственных помещений, просторном и хорошо освещенном.

При механизированном измельчении вся первичная проба за один прием дробится до размера кусков 3 мм, сокращается до массы не менее 2 кг, после чего на делителе или сократителе из нее отбираются три пробы массой не менее 0,5 кг каждая—одна для определения влажности и технического анализа, вторая для определения элементарного состава, третья в качестве контрольной. В практике экспериментальных работ ОРГРЭС обычно принято массу каждой пробы принимать равной 1,5 кг. По рекомендациям ISO масса пробы, предназначенной только для определения влажности принимается 0,3 кг и 2 кг для общего анализа несортированного (необогащенного) угля.

Согласно ГОСТ 10742-71 независимо от принятого метода и режима обработки пробы

потеря ее массы при дроблении до крупности 3 мм не должна превышать 1%.

При ручной разделке вся первичная проба полностью (с дроблением крупных кусков) пропускается через сито с ячейкой 13×13 мм, тщательно перемешивается, формуется на конус, вновь разравнивается до толщины слоя 30—50 мм, разбивается на равные по площади квадраты (не менее 10), из центров которых по всей глубине слоя отбираются порции равной массы для составления в две банки пробы на влажность массой не менее 0,5 кг в каждую (одну для анализа, другую в качестве контрольной). Сразу после этого на пробу укладывается одна из этикеток, и банки с пробами для определения влажности герметично закупориваются и опечатываются. По ГОСТ 10742-71 полученные лабораторные пробы для определения влажности, помещенные в предварительно взвешенные вместе с крышками банки, материалом для опечатывания и двумя этикетками, взвешиваются с точностью до 1 г. Массу брутто и тары записывают на этикетках, которые должны быть подписаны лицом, ответственным за отбор и обработку проб. Снаружи на банки наклеиваются вторые этикетки с указанием также наименования предприятия, даты, номера опыта, сорта топлива, фамилии лица, ответственного за отбор, разделку и упаковку пробы. Пробы для других видов анализа не требуют герметичной упаковки — достаточно места стыка крышки и банки обернуть клейкой лентой.

Независимо от способа обработки проб все операции при их разделке и приготовлению для определения влажности должны осуществляться возможно быстро с целью предотвращения потерь влаги топливом. Согласно рекомендациям ISO если из общей отобранной пробы необходимо взять пробу угля на влажность, то это можно делать после или до его измельчения механизированным способом. Первый случай рассмотрен выше; во втором случае всю общую пробу помещают на стальную плиту, разравнивают, после чего из нее набирают не менее 10 порций из точек, равномерно расположенных по поверхности. Масса каждой порции должна соответствовать наибольшему размеру кусков угля:

Размер кусков угля, мм	Масса порции, кг	Размер кусков угля, мм	Масса порции, кг
До 25	0,5	До 80	1,5
До 50	1,0	Свыше 80 . . .	5,0

При углях с кусками размером свыше 80 мм проба массой 50 кг должна быть измельчена до размера 80 мм, перемешана, сформована на конус, расплющена и квартована (рис. 3-2,*б*). Одна часть массой до 15 кг отбирается для дальнейшей обработки с целью получения пробы на влажность, а остальная часть — добавляется к общей пробе.

Таблица 3-6

Допустимые размеры проб угля или сланца после дополнительного квартования

Минимальный размер кусков топлива, мм	Минимальная масса пробы после ее сокращения, кг
25	60
13	15
3	Не менее 2

В разделку отобранной части пробы для элементарного анализа входят следующие операции: перемешивание путем последовательной выкладки двух конических куч, квартование, отбор двух противоположных секторов, пропуск их массы через сито с ячейкой 3×3 мм, вторичное перемешивание путем последовательной выкладки конических куч, сплющивание на квадрат толщиной 30—50 мм, разбивка его на квадраты с размером стороны 100 мм и отбор из их центров (без сегрегации кусков) проб в две банки массой по 1,5 кг — одной для анализа, другой в качестве контрольной. Во избежание излишней работы по дроблению топлива при квартовании проб после сита 25×25 мм, допускается дополнительное квартование (табл. 3-6).

Следует отметить, что материалы ISO не рекомендуют деление проб путем образования конических куч и квартования, предусматривая только механизированное деление с использованием прободелителей, через которые уголь должен пропускаться 2—3 раза.

При приемо-сдаточных испытаниях на каждую оформленную по вышеуказанной методике пробу топлива составляется три экземпляра акта, в котором указываются дата, способ отбора и упаковки пробы. Банка с контрольной пробой и экземпляром акта помещается в деревянный ящик с прибиваемой крышкой. Ящик прошивается по периметру одним куском проволоки, концы которого после соединения пломбируются щипцами приемщика испытуемого котла. После этого ящик передается сдатчику оборудования, который его обязан хранить оговоренный договором срок (обычно 2 мес со дня отбора пробы).

Вспомогательное оборудование для рассевки и разделки проб угля и сланца; грохоты, стальная плита (2×1,5 м) для дробления проб и трамбовки, лопаты, совки, приспособления для сокращения проб и др. Для предотвращения высыпания топлива с плиты ее целесообразно ограничить по периметру бортовой доски высотой около 200 мм. Конструкции отдельных видов вспомогательного оборудования и инвентаря приводятся в материалах ОРГРЭС [7].

3-3. ОТБОР И ПРИГОТОВЛЕНИЕ СРЕДНИХ ПРОБ ТОРФА, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕГО ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА

Количество порций торфа, отбираемых в первичную пробу, определяется по табл. 3-7.

Пробы торфа из потока отбираются вручную аналогично отбору проб угля и сланца. Условия механизированного отбора, которые следует выдерживать при испытаниях, определены ГОСТ 5396-77.

Таблица 3-7

Нормы отбора первичных проб и проб на ситовый анализ торфа (ГОСТ 5396-77)

Масса сжигаемого торфа, т	Фрезерный торф		Кусковой торф
	Масса порции, кг (не менее)		
	1,0	0,3*	2,0
	Минимальное число порций		
До 25	30	20	20
Более 25 до 100	50	30	30
От 101 до 500	100	50	60
От 501 до 1000	150	70	100
Более 1000, но не выше суточной поставки	250	150	200

* Порции, набираемые только буром из транспортных средств (барж, вагонов и т. п.).

Отбираемый торф необходимо складывать в герметичный, обитый изнутри оцинкованным железом ящик, устанавливаемый в холодное (проходное) сухое помещение; разделка пробы должна проводиться не позднее чем через 12 ч после отбора, а при сомнении в соответствии содержания влаги установленным нормам — немедленно. Разделка первичной пробы торфа в лабораторную состоит в измельчении торфа до частиц размером не более 10 мм, сокращении пробы до остатка не менее 2 кг (ГОСТ 10649-73) и дальнейшем измельчении ее до частиц размером не более 3 мм с одновременным делением на 4 равные части. Две противоположные из них отбрасываются, а две составляют лабораторные пробы. Их помещают в пронумерованные и плотно закрывающиеся металлические или стеклянные банки и взвешивают с точностью до 1 г. В эти банки вкладываются этикетки, в которых указывают: наименование предприятия, дату и номер опыта, номер и массу пробы с банкой, фамилию лица, ответственного за отбор, разделку и упаковку пробы. Одну банку с лабораторной пробой отправляют на анализ, вторая является контрольной и хранится в специально приспособленных шкафах 20 дней в условиях холодного сухого помещения (в проборазделочной). Отопление этого помещения допускается только в зимнее время до температуры не выше 12°С.

Отбор проб торфа на ситовой анализ проводится также в соответствии с данными табл. 3-7; рассев осуществляется на ситах с ячейками 80×80 мм, 60×60 мм, 30×30 мм, 15×15 мм и 10×10 мм. Отбор проб для определения содержания мелочи в кусковом торфе и засоренности фрезерного торфа горючими примесями ведется по ГОСТ 11130-75; определение насыпной плотности—по ГОСТ 13673-76.

3-4. ОТБОР ПЕРВИЧНЫХ ПРОБ ПЫЛИ (ЗОЛЫ)

В практике экспериментальных работ возможны отборы из движущегося слоя или аэропотока. Обязательным условием при этом является установившееся состояние работы пылеприготовительной (пылезолоулавливающей) установки и отбор не ранее чем через 40—50 мин после изменения режима. Места отбора проб определяются в зависимости от схемы установки, исходя из обеспечения представительности отбора.

Массы проб пыли (золы) для названных методов отбора следующие:

Метод отбора	Масса одной порции, грамм на 1 т размалываемого (сжигаемого) топлива или на 1 т летучей золы (уноса)
Из аэропотока	Не менее 20—30 (для котлоагрегатов паропроизводительностью до 600 т/ч)
	Не менее 10—20 (для котлоагрегатов паропроизводительностью свыше 600 т/ч)
Из слоя	Не менее 50—100

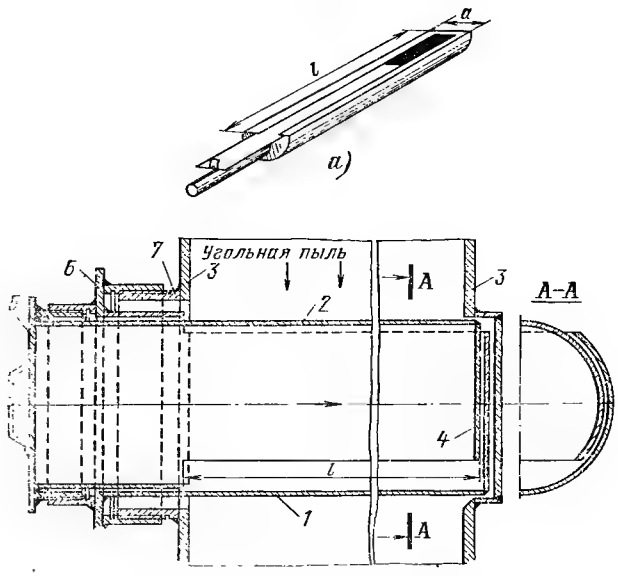


Рис. 3-3. Совки для отбора проб пыли из-под циклонов. *а* — пеналообразный; *б* — круглый: *1* и *2* — отборные трубки; *3* — течки пыли; *4* — донышки; *5* — крышка; *6* — переход; *7* — кольцо приварное. Размер *l* определяется глубиной трубопровода.

Отбор пробы из слоя пыли (золы) осуществляется пробоотборными совками вместимостью не менее 0,5 кг, круглого или пеналообразного типа (рис. 3-3) и шнековым отборником (рис. 3-4), вводимыми через приварные штуцера. Последние устанавливаются:

при индивидуальных системах пылеприготовления с бункерами пыли — на течках пыли из-под циклонов к бункерам или на течках от питателей пыли;

при сушильных установках (пылезаводах) — на течках из-под смесительной камеры;

при пыле- и золоулавливающих установках — на течках сухого продукта из-под этих устройств.

Отбор порции пыли (золы) из слоя круглым совком проводится через 1—2 мин после его ввода с целью стабилизации возмущенного потока. Совок поворачивается на 180°, выдерживается в открытом положении, вновь поворачивается на 180° и извлекается. Отбор порции пеналообразным совком производится его разовым полным открытием, выдержкой (время определяется предварительно) для набора пробы, полным закрытием и извлечением из течки. Длина совков должна сооответствовать полной глубине течки для возможности отбора пыли (золы) у стенок. Корпус шнека (рис. 3-4), находящийся в пыле- и золопроводе, имеет вид открытого лотка, конец которого выполнен с отверстием для спуска накопившейся пыли (золы) в перерывах между отборами. Продукт набирается поворотом шнека по ходу часовой стрелки, спуск пыли — при повороте шнека в противоположную сторону. Началу отбора порций шнековым устройством должен предшествовать поворот шнека несколько раз в обе стороны для его очистки от накопившейся пыли.

Проба пыли, отбираемой из-под циклона, несколько грубее действительно получаемой при размоле, что определяется выносом воздуха из циклона тонких фракций. Приведенные методы отбора проб пыли являются представительными при к. п. д. циклона 90% и более. При этом необходимо к тонкости отобранной пыли вносить поправку на к. п. д. циклона (пылеуловителя), %,

$$R^{и}_{x} = R^{ц}_{x}\eta^{ц}, \qquad (3\text{-}4)$$

где $R^{и}_{x}$ — истинная тонкость пыли по остатку на сите x мкм, %; $R^{ц}_{x}$ — остаток на сите x для пыли, отобранной из-под циклона, %; $\eta^{ц}$ — к. п. д. циклона (в долях).

В установках с пылевыми бункерами пробы пыли можно отбирать также через штуцера с внутренним диаметром 20—25 мм, вварпваемые по нижним образующим течек под питателями пыли. При этом способе каждому очередному отбору должен предшествовать сброс (в отдельную банку) пыли, оставшейся в штуцере после предыдущего отбора. Пробы следует отбирать с интервалом 10 мин порциями по 200—300 г из каждого отсека бункера.

Особенности отбора первичных проб золы из-под электрофильтров связаны с необходимостью организации отбора из-под всех его секций, так как характеристики (содержание горючих) улавливаемой золы отличаются по ходу ее через золоуловитель ввиду селективности процесса улавливания.

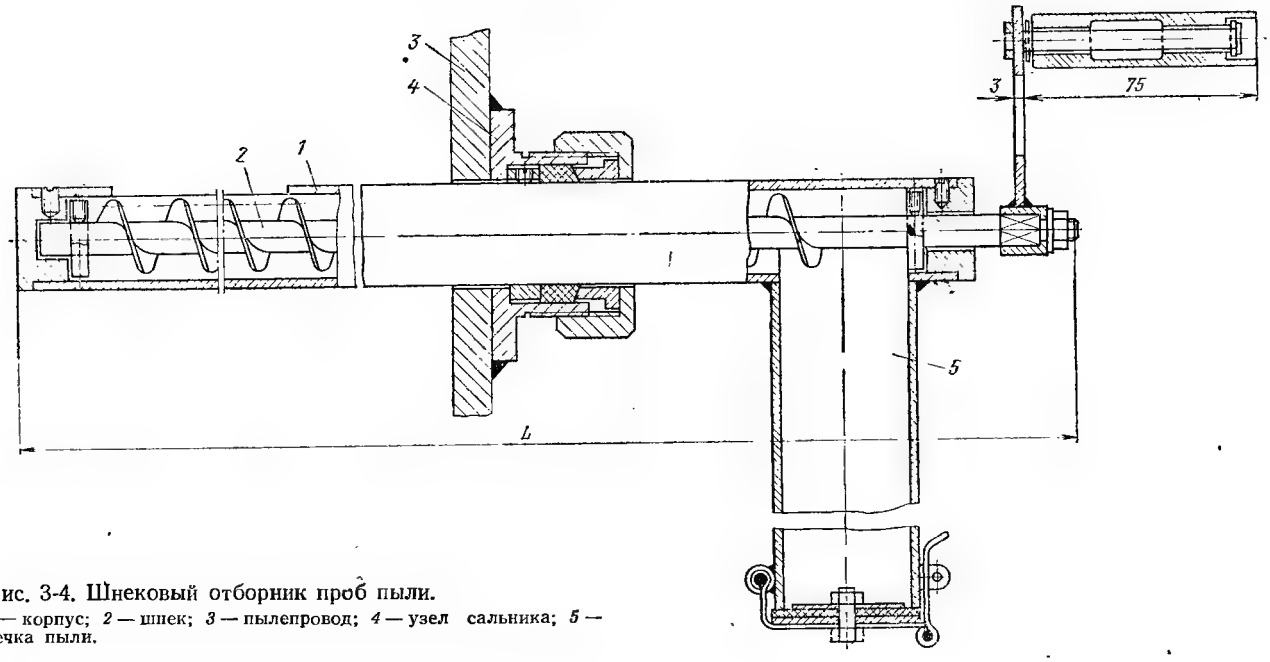


Рис. 3-4. Шнековый отборник проб пыли.
1 — корпус; *2* — шнек; *3* — пылепровод; *4* — узел сальника; *5* — течка пыли.

Отбор проб золы, удаляемой через систему гидрозолоудаления, осуществляется в течке сухой золы перед гидрозатвором золосмывного устройства посредством совка вместимостью на 1 кг золы (конструкция его аналогична совку для отбора пробы пыли). Длина совка должна обеспечивать отбор пробы по ширине течки. Отбор ведется с интервалом 5—10 мин (зависит от длительности опыта и количества течек). При малом выходе воды (100 кг и меньше) отбирается вся зола посредством специально установленной течки. При мокром золоулавливании пробы отбираются из золоводяной пульпы мерными банками вместимостью 1 л через каждые 10—15 мин из-под каждого золоудаляющего аппарата и сливаются в сборный бак. После отстоя и слива воды зола переносится в стальные противни, высушивается и затем из нее отбирается средняя проба (по методике, приведенной выше применительно к пробам угля и сланца). Отбор средней пробы золы осуществляется массой по 1 кг в две банки — одна передается в лабораторию для определения содержания горючих, другая хранится в течение оговоренного срока в качестве контрольной. При отборе проб уноса в газоходах до золоуловителей дополнительный отбор из-под золоуловителя не требуется.

Отбор проб из аэропотока. Основной метод отбора пыли (золы) из аэропотока основан на отведении из него небольшой части аэросмеси (запыленных газов) и последующего улавливания из отведенного потока твердых включений. При этом должна соблюдаться идентичность концентраций и дисперсного состава пыли (золы) в общем и отведенном потоках. С этой целью должны быть обеспечены правильный выбор места отбора для монтажа отборной установки и правильная организация режима ее работы.

При выборе места отбора следует руководствоваться следующим: в сечении отбора основной поток должен находиться в установившемся состоянии, т. е. сечение это должно отстоять от местных сопротивлений (сужений, шиберов, расширений канала и т. п.) на расстоянии, равном не менее 5 диаметров канала (для прямоугольных каналов — не менее 5 эквивалентных диаметров) и вдали от мест, где возможно искажение равномерности потока вследствие неплотности в ограждении канала (мест установки люков и т. п.); в потоке не должны быть возвратные токи, он не должен быть завихрен, в связи с чем отборное устройство необходимо устанавливать возможно дальше от завихрителей-циклонов, дымососов и др.; предпочтительней организовывать отбор на вертикальных участках каналов, так как на горизонтальных участках возможно появление неравномерности распределения частиц по потоку, особенно тяжелых из них, концентрирующихся в нижней части канала.

Правильная организация работы отборной установки заключается в обеспечении изокинетичности отбора, т. е. равенства скоростей в точке отбора основного потока в канале и отводимого потока во входном сечении отборной трубки.

Для отбора первичной пробы пыли (золы) из аэропотока применяются главным образом отборные трубки нулевого типа — трубки ВТИ или трубки Альнера с диаметром входного отверстия 20 мм (рис. 3-5) с использованием мерного участка или без него.

Общее сопротивление установки не должно превышать 130—150 кгс/м^2; из этого значения следует исходить при выборе или расчете отсасывающих устройств — эжектора, вакуумного насоса и т. п. Применение названных трубок позволяет определять запыленность потоков в различных точках сечения канала при скоростях, изменяющихся в зависимости от нагрузки котлоагрегата или избытка воздуха в топке, с частицами размером, начиная от 10—20 мкм и выше.

При использовании нулевых трубок изокинетичность отбора достигается путем поддержания равной нулю (по микроманометру) разности статических напоров, измеряемых в канале (в точке отбора) и внутри отборной трубки. С этой целью по показаниям микроманометра регулируется расход отсасываемой аэросмеси (запыленных газов).

Превышение скорости отсоса приводит к обогащению пробы мелкими фракциями пыли (золы), а занижение — к обогащению крупными фракциями. Постоянство заданной скорости отсоса зависит от плотности отборной установки, в связи с чем последнюю необходимо систематически проверять, а выравнивание указанной скорости обеспечивать путем поддержания постоянства перепада давления у диафрагмы, измеряющей скорость отсасываемого аэропотока в мерном участке.

Ввиду того что при низких скоростях аэропотока (ниже 5 м/с) точность отбора снижается, трубки целесообразно тарировать при скоростях, измеряемых напорными трубками (трубками Прандтля).

Кроме трубок нулевого типа при испытаниях котлоагрегатов могут быть применены простые отборные трубки (рис. 3-5,*д*), область использования которых ограничена условиями отборов проб из потоков с небольшими (до 15%) колебаниями скорости. Применение этих трубок неудобно из-за необходимости частых измерений в точке отбора скорости аэропотока ненадежно работающей на запы-

ленном потоке дополнительно устанавливаемой напорной трубкой (трубкой ВТИ).

Особенности отбора проб пыли из аэропотока. При выборе мест отбора проб необходимо руководствоваться указаниями гл. 8 применительно к использованию напорных трубок. Для обеспечения представительности проб в условиях неравномерности распределения пыли по сечению пылевоздухопроводов и в связи с затруднительностью отбора проб

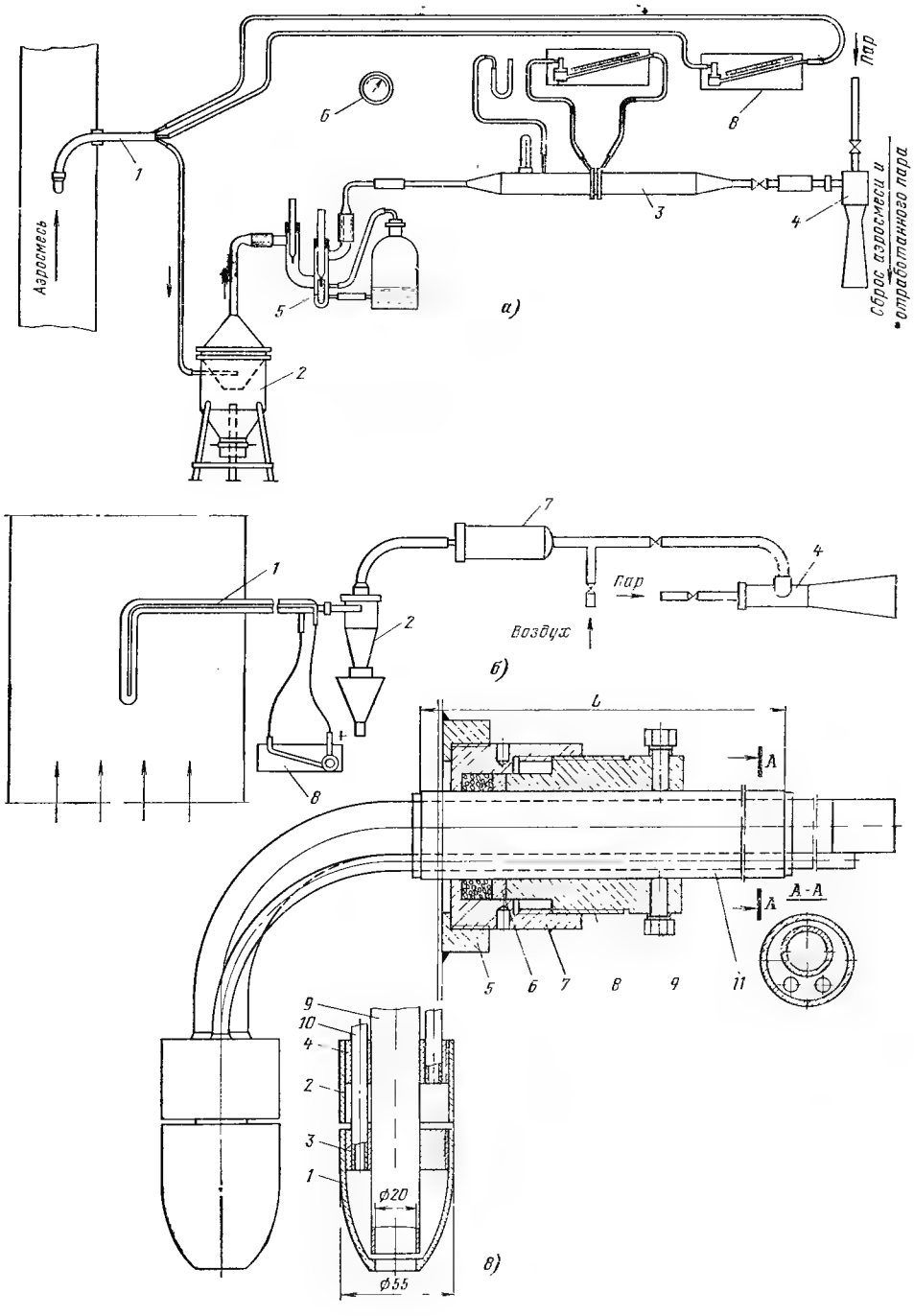


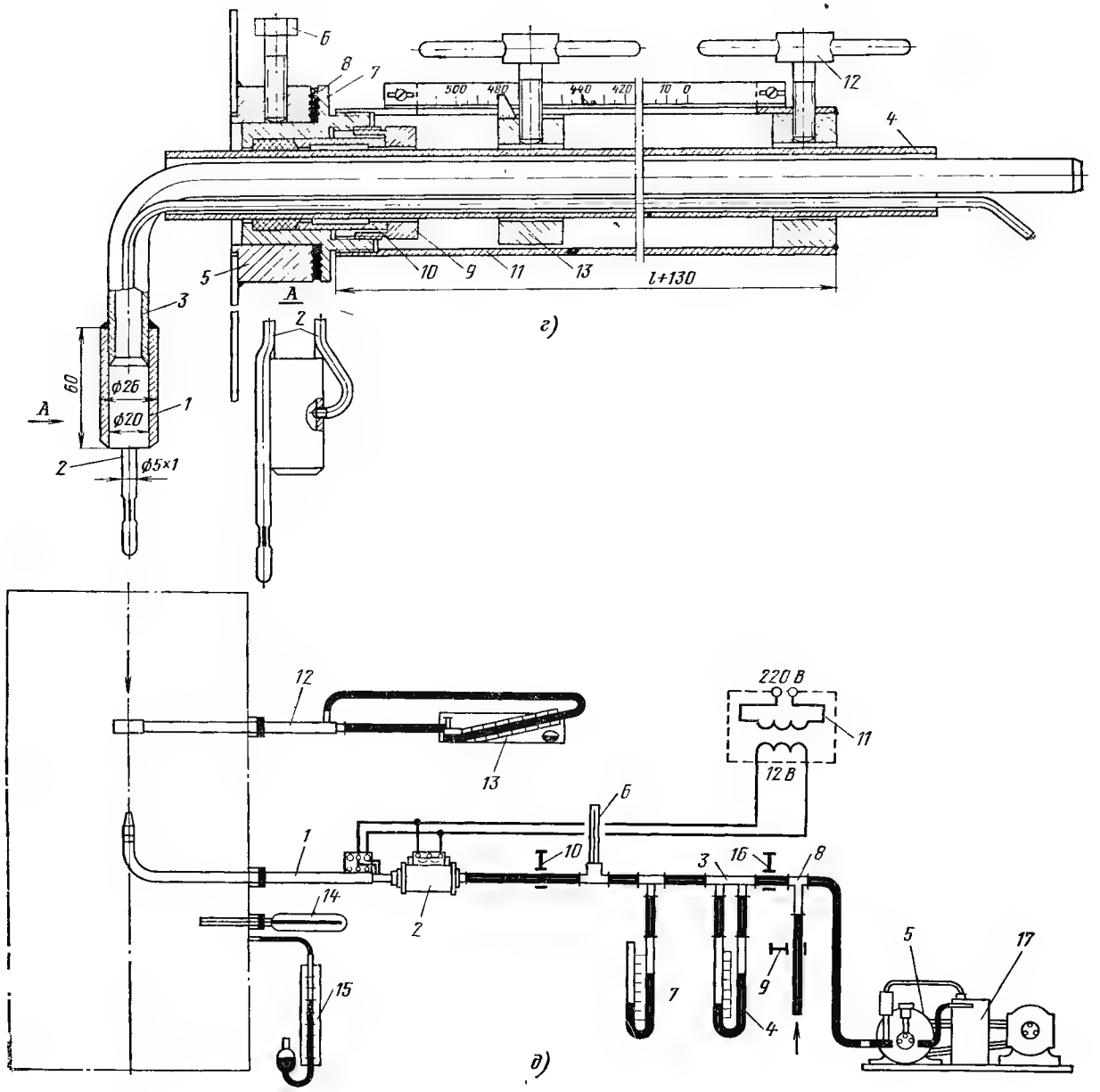
Рис. 3-5. Схемы отбора проб пыли из аэропотока.

а — схема с циклоном и мерным участком; *б* — схема установки ВТИ с циклоном и тканевым фильтром (без мерного участка): *1* — метр; *в* — трубка Альнера ∅ 20 мм: *1* — головка; *2* — кольцо головки; *3*, *4* — внутреннее кольцо; *5* — приварное кольцо; *6* — стакан трубка ВТИ: *1* — наконечник; *2* — импульсная трубка; *3* — отсосная труба; *4* — футляр; *5* — приварное кольцо; *6* — болт для крепления стопор для фиксации наконечника пылеотборной трубки; *13* — кольцо со стрелкой для установки наконечника в заданные точки с бумажным фильтром или тканевый фильтр); *3* — реометр; *4* — дифференциальный водяной манометр; *5* — вакуум-насос (воздухо-трубка; *13* — микроманометр; *15* — манометр; *17* — маслоохладитель.

вблизи их стенок рекомендуется применять выравниватели потока — отжимающие сопла с d/D=0,65÷0,7 и крестовины (рис. 3-6).

Для возможности получения данных о средней пробе пыли необходима предварительная тарировка сечения отбора пылевоздухопровода по методике, приведенной в гл. 8 для воздуховодов круглого сечения. Наиболее удобны при этом трубки ВТИ, позволяющие отбирать пробы почти непосредственно у стенок пылевоздухопроводов, что особенно важно при малых их диаметрах (до 300 мм).

Взвешивание отобранных проб пыли должно проводиться на лабораторных технических весах (табл. 3-8). Набор сит и противней для разделки проб необходимо заранее устанавливать вблизи места тарировки при условии, что температура окружающей среды



отборная трубка; *2* — циклон; *3* — мерный участок; *4* — эжектор; *5* — психрометр; *6* — барометр; *7* — тканевый фильтр; *8* — микроманометр; *9* — сальника; *7* — ниппель сальника; *8* — нажимная гайка; *9* — внутренняя труба; *10* — импульсная трубка; *11* — труба футляра; *г* — корпуса сальника; *7* — корпус сальника; *8* — резиновые прокладки; *9* — грундбуксы; *10* — нажимное кольцо; *11* — опорная труба; *12* — пылевоздухопровода; *д* — схема установки Гинцветмета с простой отборной трубкой: *1* — отборная трубка; *2* — уловитель пыли (патрон дувка); *6, 14* — термометры; *7* — ртутный манометр; *8* — тройник; *9, 10, 16* — зажимы; *11* — трансформатор; *12* — пневмометрическая

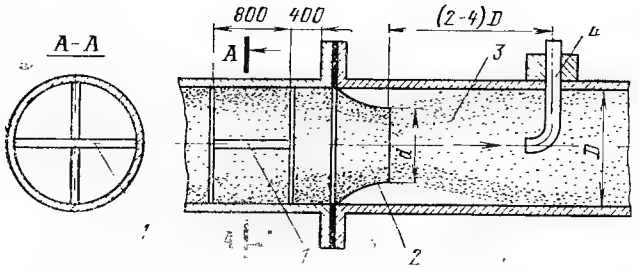


Рис. 3-6. Схема выравнивания потока пыли в прямых пылевоздухопроводах.

1 — крестовина; *2* — сопло; *3* — участок выравненной концентрации пыли; *4* — отборная трубка.

Таблица 3-8

Характеристики весов, используемых при просевках проб пыли топлив

Модели весов	Диапазон взвешивания, г	Максимально допустимая нагрузка, гс	Чувствительность	
			при 10%-ной нагрузке	при 100%-ной нагрузке
ВЛТ-200 г	10—200	200	25	50
ВЛТ-1 кг	50—1100	1000	60	100
ВЛТ-5 кг	200—5000	5000	150	300

в этом месте не должна выходить за пределы +20±5°С, при относительной влажности воздуха не более 80%.

Установка и обслуживание весов производятся по прилагаемым к ним инструкциям. Результаты тарировок заносятся в специальную ведомость (табл. 3-9), к которой прилагается эскиз сечения пылевоздухопровода с указанием мест отбора проб пыли.

При проведении тарировки, кроме устройств, приведенных на рис. 3-5, необходима рейка с нанесенными на ней расстояниями между центрами сечений, в которых будет устанавливаться пылеотборная трубка, банки для отбираемых проб и двойной комплект к ним этикеток. Количество банок определяется по числу точек отбора тарируемого сечения; вместимость каждой банки 0,5—0,7 кг топливной пыли. Перед тарировкой к цилиндрическому пылевоздухопроводу приваривают одно кольцо для контрольной трубки (рис. 3-5) и два кольца (под углом 90° между ними) для рабочих трубок. Расстояние между сечениями колец должно быть минимальным, исключающим столкновение концов рабочих и контрольной трубок.

Операции по тарировке: рабочие трубки (см. рис. 8-37) последовательно устанавливаются в первые намеченные точки равновеликих сечений и из них проводится отбор в течение точно заданного времени (5—7 мин) с отсчетом по секундомеру. Одновременно отбирается пыль контрольной трубкой. Затем вентилем эжектора отключаются все три отборные трубки, выбирается и складывается в отдельные банки пыль из циклонов, в том числе пыль из фильтров (с очисткой их щеткой и обстукиванием стенок циклона), пробы взвешиваются и поступают на просевку. Далее цикл повторяется с отбором пыли из намеченных точек соседнего равновеликого сечения и т. д. в прямом и в обратном ходе.

По результатам взвешивания и просевок строятся графики (рис. 3-7). Номера точек при тарировке и соответственно в журнале тарировки располагаются, например, в следующей последовательности: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 6, 5, 4, 3, 2, 1 соответственно прямому и обратному ходам рабочих трубок.

Коэффициент неравномерности поля по отношению к контрольной точке подсчитывается по результатам тарировки после просевки проб на ситах с отверстиями 90 и 200 мкм:

$$K = R^{т}_{x} / R^{к}_{x}, \qquad (3\text{-}5)$$

где

$$R^{т}_{x} = \frac{\Sigma R^{т}_{x} G^{т}_{пр}}{\Sigma G^{т}_{пр}}.$$

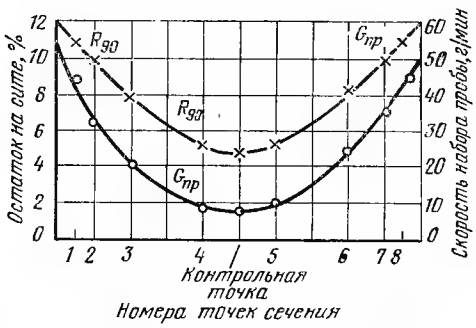


Рис. 3-7. Пример графика показателей тарировки сечения пылевоздухопровода.

Таблица 3-9

Журнал показателей тарировки пылевоздухопровода

№ точек	Первая трубка			Вторая трубка			Контрольная трубка		
	Просевка пробы			Просевка пробы			Просевка пробы		
	Остаток на сите 90 мкм, %	Остаток на сите 200 мкм, %	Масса пробы, г	Остаток на сите 90 мкм, %	Остаток на сите 200 мкм, %	Масса пробы, г	Остаток на сите 90 мкм, %	Остаток на сите 200 мкм, %	Масса пробы, г

$R^{т}_{x}$ — средняя тонкость пыли (по остатку на сите с ячейкой 90 или 200 мкм) в тарируемом сечении, %; $R^{к}_{x}$ — средняя тонкость пыли в контрольной точке сечения (по остатку на том же сите), %; $\Sigma G^{т}_{пр}$ — суммарная масса проб пыли, взятых из всех точек тарируемого сечения, кг; $\Sigma R^{т}_{x} G^{т}_{пр}$ — сумма произведений остатков проб на сите с ячейкой 90 или 200 мкм на соответствующие массы проб для каждой точки тарировочного сечения.

Для последующих отборов при испытаниях недопустимо использование контрольной трубки, если указанный коэффициент выходит за пределы $0{,}9 \leqslant K \leqslant 1{,}1$. В этих случаях отбор необходимо проводить в каждом опыте рабочими трубками во всех точках центра тяжести равновеликих колец сечения пылевоздухопровода с последующим определением средневзвешенного значения тонкости пыли.

Для обеспечения безотказной работы установок и представительности проб (отсутствие выпадения пыли по тракту установки) скорость в трубке и в шлангах не должна быть ниже 18 м/с, циклоны должны быть постоянно теплыми и плотными. С этой целью их следует устанавливать возможно ближе к месту отбора, покрывать тепловой изоляцией и обогревать снаружи горячим воздухом или применять электронагрев. При нормальной работе установки за указанный промежуток времени масса набираемой каждой отдельной порции достигает обычно 250—300 г. Подрегулировку скорости отсоса следует осуществлять при схеме без мерного участка вентилями на выход из циклонов.

Проведение тарировки допускается лишь при установившемся состоянии режима пылеприготовительной установки, свидетельством чему является стабильность тонкости пыли, отбираемой контрольной трубкой.

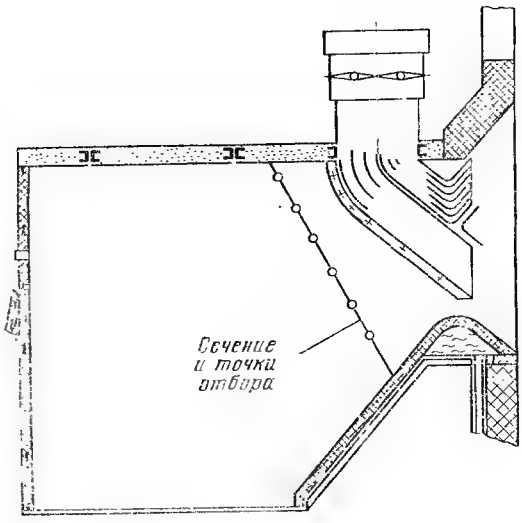


Рис. 3-8. Схема амбразуры с эжекционными вставками шахтно-мельничной топки.

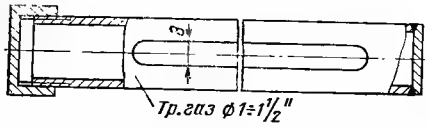


Рис. 3-9. Щелевая упрощенная трубка для отбора проб пыли на влажность.

При применении одной контрольной трубки отбор проб пыли достаточно осуществлять с интервалами 10—20 мин. При этом длительность отбора определяется наполнением стаканов циклонов. Операции по извлечению проб из циклонов для составления средней пробы и ее просевки те же, что и при тарировке.

По методике ОРГРЭС для приготовления средней пробы на текущую рассевку закрытую (неполную) банку с первичной пробой медленно переворачивают 5—6 раз для перемешивания; 5—10 мин выдерживают неподвижной для оседания пыли, с банки осторожно снимают крышку, без резких движений высыпают пыль на железный противень, разравнивают слоем толщиной не более 10—15 мм в виде квадрата, делят последний диагоналями на четыре части, две противоположные части отбирают в банку для определения влажности. Затем остальную пыль перемешивают, вновь раскладывают слоем толщиной 10—15 мм в виде квадрата, делят его на 16 квадратов и в каждом из них отбирают небольшое количество пыли для составления средней пробы общим весом 25 г для определения тонкости пыли.

При приготовлении средней пробы для определения элементарного состава (технического анализа) из всех квадратов отбирается пыль в три банки проб массой не менее 0,5 кг каждая. Одна проба идет на определение элементарного или технического состава топлива, вторая проба — для рассевки; третья остается как контрольная.

Упаковка и хранение проб пыли производятся так же, как и проб сырого топлива.

Особенностью отбора проб пыли перед амбразурой шахтно-мельничной топки при наличии эжекционных вставок (рис. 3-8) является многократность отбора в каждом режиме без предварительных тарировок. Для этого сечение отбора разбивается на 16—20 равных прямоугольников, в центрах которых поочередно отбирается пыль.

Для отбора проб пыли на влажность с целью предупреждения подсушки набираемой средней пробы целесообразно вторично отобрать пыль из тарируемого сечения. При этом удобно воспользоваться упрощенной щелевой трубкой (рис. 3-9), вставляемой на удлиняющей рукоятке щелью напротив пото-

Таблица 3-10

Журнал показателей тарировки сечения газохода по уносу

Точки по глубине сечения	Номера трубок ВТИ или Альнера									Примечание
	Рабочие						Контрольная			
	I			II						
	№ банок	$C^{г}_{ун}$, %	$G_{ун}$, г	№ банок	$C^{г}_{ун1}$, %	$G_{ун}$, г	№ банок	$C^{г}_{ун}$, %	$G_{ун}$, г	

ка, через имеющиеся кольца для установки трубки ВТИ или Альнера. Длина щели этой трубки выбирается равной протяженности намеченной линии отбора.

Для условий приемо-сдаточных испытаний рекомендации ISO [77] и ПК СЭВ по машиностроению [32] при отборе проб пылевидного топлива из потока аэросмеси предусматривают:

равенство скорости в устье пробоотборной трубки и скорости в точке отбора с отклонениями не более ±10%;

очистку пробоотборной трубки от топливной пыли до начала отбора пробы;

прохождение трубкой сечения пылевоздухопровода через равные промежутки времени в течение всего опыта;

отбор порций из центров равных площадок сечения, в которых устанавливается пробоотборная трубка, и равенство продолжительности отбора в каждой намеченной точке сечения;

принятие в качестве результата испытания средневзвешенной величины отдельных отборов или характеристики смеси из тщательно перемешанных отдельных проб.

Особенности отбора проб золы уноса из газоходов. Отбор первичной пробы золы уноса в современных энергоустановках большой и средней мощности, имеющих золоуловители, проводится в газоходах перед золоуловителями трубками ВТИ или Альнера с диаметром входного сужающего насадка 30 мм [102]. Трубки устанавливают в одной контрольной точке каждого параллельного газохода после тарировки их сечений при коэффициенте тарировки в пределах $0{,}85 \leqslant K \leqslant 1{,}15$. Для тарировки сечение газохода разбивается на ряд (6—10) равновеликих квадратов и прямоугольников, в центрах которых отбираются пробы в течение 30 мин. В среднем принято устанавливать в двух перпендикулярных направлениях по одной рабочей (передвигаемой) трубке на 1,5—2 м ширины (глубины) газохода и одну контрольную в центре тарируемого сечения.

Поправочный коэффициент неравномерности

$$K = \frac{G^{т}_{ун}}{C^{к}_{ун}}, \qquad (3\text{-}6)$$

где

$$C^{т}_{ун} = \frac{\Sigma C^{т}_{ун} G^{т}_{ун}}{\Sigma G^{т}_{ун}};$$

$\Sigma C^{т}_{ун} G^{т}_{ун}$ — сумма произведений содержания горючих каждой пробы на соответствующую массу пробы; $\Sigma G^{т}_{ун}$ — сумма масс проб уноса, взятых из всех тарировочных точек, г; $C^{т}_{ун}$, $C^{к}_{ун}$ — соответственно среднее содержание горючих в пробах всех тарировочных и контрольных точек, %.

В случаях, когда значение тарировочного коэффициента выходит за указанные пределы, необходимо в последующих опытах отбор уноса осуществлять всеми рабочими трубками.

Массы отобранных проб и номера банок заносятся в журнал тарировки (табл. 3-10), после чего пробы передаются в лабораторию для определения содержания горючих в уносе. К журналу прикладывается эскиз тарируемого сечения с размерами и координатами расположения точек отбора и отборных трубок. Требования по обеспечению представительности первичных проб, работы отборных установок и операции по отбору не отличаются от выше приведенных применительно

Таблица 3-11

Журнал показателей отбора проб уноса из газоходов

Время наблюдений	Правый газоход			Левый газоход			Примечание
	Время включения циклона	Время выключения циклона	№ банок с пробой уноса	Время включения циклона	Время выключения циклона	№ банок с пробой уноса	
ч—мин	ч—мин	ч—мин	—	ч—мин	ч—мин	—	

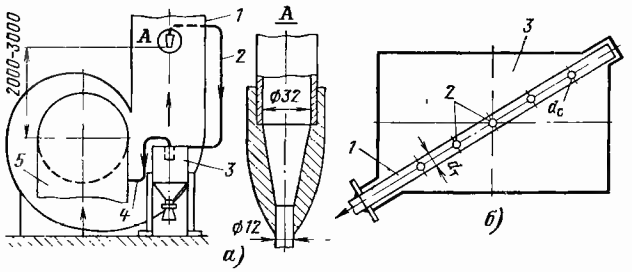


Рис. 3-10. Схемы отбора проб уноса за дымососом.

а — с применением одной отборной трубки: *1* — напорный короб за дымососом; *2* — трубка с отборным насадком; *3* — циклон; *4* — трубка для отсоса; *5* — всасывающий короб перед дымососом; *б* — с применением многососковой трубки: *1* — отборная трубка; *2* — соски; *3* — напорный короб дымососа.

к установкам для отбора угольной пыли. Состояние матерчатых фильтров необходимо визуально контролировать через каждые 20 ч.

Средняя проба в опытах составляется путем тщательного смешения всех собранных первичных порций, отбираемых через каждый час работы установок, с исключением порций за нехарактерные отрезки времени опыта (настройка и изменение заданного режима). После разделки первичной пробы (ведется так же, как и пробы угольной пыли) отбирается в две банки лабораторная проба массой по 1 кг в каждую — одна для анализа, другая в качестве контрольной. Показатели отбора уноса в опытах заносятся в журнал (табл. 3-11).

Отбор первичной пробы уноса на котельных установках без золоуловителей удобнее осуществлять за дымососом, где дымовые газы полностью перемешаны. При режимно-наладочных испытаниях для отбора можно ограничиться одной трубкой со сменным насадком или многососковой трубкой (рис. 3-10). Отсос пробы осуществляется благодаря использованию перепада давлений между всасывающим и напорным коробами дымососа. При этом скорость отсоса газов изменяется пропорционально изменению нагрузки котлоагрегата.

При расчете многососковой трубки принимают скорость во входном сечении соска w_c выше скорости потока в месте отбора $w_п$ в 1,4—1,5 раза и скорость в трубке $w_т = 7 \div 8$ м/с. Внутренние диаметры соска d_c и трубки $d_т$, мм, связаны отношением

$$d_c = d_т \sqrt{\frac{w_т}{w_c}}.$$

Унос за дымососом при режимно-наладочных испытаниях улавливается в циклонах без фильтра (для топлив с большим выходом летучих). При этом вынос из циклонов наиболее тонких фракций мало сказывается на показателе состава осаждаемого в циклоне уноса. Улавливание уноса низкореакционных углей (антрацит, тощий уголь) требует установки циклонов с фильтром и эжекторной отсосной установки. При отборе проб уноса трубкой с наконечником, показанным на рис. 3-10, ее необходимо протарировать и найти поправочный коэффициент. Тарировка производится с применением трубок ВТИ или Альнера.

3-5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ТОНКОИЗМЕЛЬЧЕННОЙ ПЫЛИ ТОПЛИВА И ЗОЛЫ (СИТОВЫЙ АНАЛИЗ)

Ситовый анализ осуществляется разделением исследуемой топливной пыли или золы путем пропуска пробы через несколько стандартных сит с калиброванными отверстиями. Часть пробы, остающаяся на сите (остаток), выражается в процентах от первоначальной массы пробы:

$$R_x = \frac{G_x^{ост}}{G_н} 100, \qquad (3\text{-}7)$$

где $G_x^{ост}$ — масса пыли, оставшаяся на сите после просевки, г; $G_н$ — масса просеиваемой навески пыли, г; индекс x — размер отверстия сита, мкм.

Часть навески, проходящая через сито, называется проходом, %:

$$D_x = \frac{G_{пр}}{G_н} 100, \qquad (3\text{-}8)$$

где $G_{пр}$ — масса пыли, прошедшая через сито, г.

Для каждого сита, %,

$$R_x + D_x = 100. \qquad (3\text{-}9)$$

Обычно качество пыли оценивается по остатку на сите с отверстиями 90 и 200 мкм (R_{90} и R_{200}). В практике испытаний котельного и пылеприготовительного оборудования чаще всего используются: для просевки пыли антрацита, каменных углей и сланца — сита 90 и 200 мкм, а для просевки пыли бурых углей и лигнита — сита 200 и 500 мкм (или 1000). Для рассева топливной пыли или золы с целью получения характеристики фракционного состава применяется несколько сит. Наиболее часто при анализе тонкой пыли ($R_{90} \leqslant 10\%$) применяются сита 70, 90, 125, 160 и 200 мкм, а при анализе грубой пыли ($R_{90} \geqslant 20\%$) — сита 90, 200, 500 и 1000 мкм.

Стандартные сита представляют собой круглые обечайки (рис. 3-11) из латуни или жести с натянутыми на них сетками со строго фиксированным размером ячеек. Нижняя часть обечайки имеет несколько меньший диаметр для вставки в другое сито. Сверху сито закрывается крышкой, а внизу имеет приставное дно.

Таблица 3-12

Размеры отверстий в наиболее часто применяемых контрольных тканых ситах

№ п/п.	Международный стандарт ISO-TC-24R20/3	СССР, ГОСТ 3584-73, R20	DIN-4188, R20 и R20/2	Франция AFNOR11-501	США, ASTM11-58		Великобритания, BS410-1949		Ранее применявшиеся стандарты: DIW-1171		Ранее применявшиеся стандарты: США, сита Тайлера	
	Размер отверстий, мм	Размер отверстий, мм	Размер отверстий, мм	Размер отверстий, мм	Размер отверстий, мм	Число отверстий в дюйме	Размер отверстий, мм	Число отверстий в дюйме	Размер отверстий, мм	Число отверстий в сантиметре	Размер отверстий, мм	Число отверстий в дюйме
1	—	0,040	0,04	0,04	0,037	400	—	—	—	—	0,038	400
2	0,045	0,045	0,045	—	0,014	325	0,044	350	—	—	0,043	325
3	—	0,050	0,05	0,05	0,053	270	0,053	300	—	—	0,053	270
4	—	0,056	0,056	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5	0,069	0,063	0,063	0,063	0,063	230	0,064	240	0,06	100	0,061	250
6	0,071	0,071	0,071	—	0,074	200	0,076	200	0,075	—	0,074	200
7	—	0,080	0,08	0,08	—	—	—	—	—	—	—	—
8	0,09	0,090	0,09	—	0,088	170	0,089	170	0,09	70	0,088	170
9	—	0,100	0,1	0,1	0,105	140	0,104	150	0,1	60	0,104	150
10	—	0,112	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
11	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	120	0,124	120	0,12	50	0,124	115
12	—	0,140	—	—	0,149	100	0,152	100	0,15	—	0,147	100
13	—	0,160	0,16	0,16	—	—	—	—	0,16	40	—	—
14	0,18	0,180	—	—	0,177	80	0,178	85	—	—	0,175	80
15	—	0,200	0,2	0,2	0,21	70	0,211	72	0,2	30	0,208	65
16	—	0,224	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
17	0,25	0,250	0,25	0,25	0,25	60	0,251	60	0,25	24	0,246	60
18	—	0,280	—	—	0,297	50	0,295	52	—	—	0,295	48
19	—	0,315	0,315	0,315	—	—	—	—	0,3	20	—	—
20	0,355	0,355	—	—	0,35	45	0,353	44	—	—	0,351	42
21	—	0,400	0,4	0,4	0,42	40	0,422	36	0,4	16	0,417	35
22	—	0,450	—	—	—	—	—	—	0,43	—	—	—
23	0,5	0,500	0,5	0,5	0,5	35	0,5	30	0,5	12	0,495	32
24	—	0,560	—	—	0,59	30	0,599	25	—	—	0,589	28
25	—	0,630	0,63	0,63	—	—	0,699	22	0,6	10	—	—
26	0,71	0,700	—	—	0,71	25	0,79	—	0,75	—	0,701	24
27	—	0,800	0,8	0,8	0,84	20	0,853	18	0,8	8	0,833	20
28	—	0,900	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
29	1	1,000	1	1	1	18	1,003	16	1	6	0,991	16
30	—	1,250	1,25	1,25	1,19	16	1,204	14	1,2	5	1,168	14
31	1,4	—	—	—	1,41	14	1,405	12	1,5	—	1,397	12
32	—	1,600	1,6	1,6	—	—	1,6	—	1,6	4	—	—
33	—	—	—	—	1,68	12	1,676	10	—	—	1,651	10
34	2	2,000	2	2	2	10	2,057	8	2	3	1,981	9
35	—	—	—	—	2,38	8	—	—	—	—	2,362	8
36	—	2,500	2,5	2,5	—	—	2,411	7	2,5	2,4	—	—
37	2,8	—	—	—	2,83	7	2,812	6	—	—	2,794	7

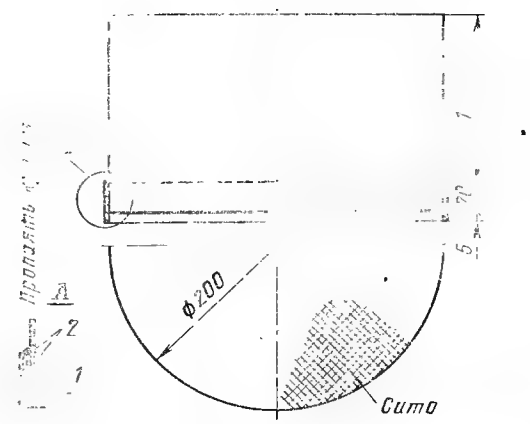


Рис. 3-11. Сито для просевки пыли.
1 — сетка; 2 — стенка сита и обечайки.

Сетки сит изготовляются из сплавов цветных металлов и должны иметь заводской паспорт. Для просевок пыли топлив должны применяться контрольные сетки высокой точности с квадратными ячейками (табл. 3-12). Как видно из табл. 3-9, СССР и ряд западных индустриальных стран приняли размер ячеек для сит, основанный на рекомендуемом ISO ряде предпочтительных чисел. В СССР он определен ГОСТ 8032-56.

На поверхности проволоки сеток не должно быть трещин, плен, закатов и окалины; цвета побежалости допускаются. Переплетение проволок в сетке должно быть простое (гладкое), правильное без пропуска проволок. Сетка не должна иметь механических повреждений, порванных проволок, резких сгибов, сшитых мест и зеленых коррозионных пятен.

При отсутствии паспорта на сетку ситовое полотно должно быть проверено на равномерность размеров отверстий фотографированием через микроскоп по ГОСТ с 50—120- или 24—40-кратным увеличением, исходя из размера ячеек. Затем необходимо провести просевки пыли из одной пробы на проверяемом и контрольных ситах. Последние выполняются из сеток со строго фиксированными размерами отверстий.

Определение размеров сит может быть произведено с помощью логарифмической сетки по системе РРБ (Розина — Раммлера — Беннета). Для этого, отложив по оси ординат полные остатки на рабочих ситах, переходят до прямой графика характеристики пыли, построенной по остаткам на известных контрольных ситах, и находят на оси абсцисс номера искомых сит. Этот метод удобен и для приведения результатов просевок на нестандартных ситах к заданным стандартным. В случаях, когда точки, обозначающие полные остатки, не укладываются на одну прямую линию логарифмической сетки РРБ (сланцы, бурые угли), следует использовать логарифмическую сетку, применяемую для построения характеристики пыли на основе уравнения КФЖ (Колмогорова — Фай — Желева) [112].

Технология рассевки. Как правило, необходимо применять машинный способ рассевки, при котором комплект сит устанавливается стопкой в машину в порядке убывания номеров сит сверху вниз. При машинной рассевке используются термины: «фракция» — проход через предыдущее сито с отверстием x и остаток на последующем сите с отверстием y, обозначаемая $F_{x/y}$; «дно» — проход через последнее сито с отверстием z, обозначаемое D_z. Для рассева, например, с набором сит 200, 160 и 90 будем иметь полные остатки: на первом сите R_{200}, на втором $R_{160}=F_{200/160}+R_{200}$ и на третьем $R_{90}=F_{160/90}+F_{160}=F_{160/90}+F_{200/160}+R_{200}$.

В итоге для данного случая $R_{200}+F_{200/160}+F_{160/90}+D_{90}=100\%$. Невязка суммы остатков пыли на отдельных ситах и «дна» с массой первоначальной навески не должна превышать 1—2% последней. При машинной рассевке невязку распределяют между ситами пропорционально остаткам на них. В случае ручного рассева невязку относят к массе пыли «дна». При величине невязки свыше 3% просевка считается непредставительной.

Время просеивания устанавливается для каждого конкретного случая путем предварительных испытаний. До установления рабочих показателей время машинной просевки принимается примерно равным 20—25 мин вне зависимости от типа машины.

Техника ручного рассева пыли. Навеска массой 25 г средней пробы, взвешенная с точностью до 0,01 г, осторожно переносится в сито наименьшего номера и просеиваются путем переброса сита из руки в руку со скоростью около 120 ударов в минуту с частым поворотом обечайки на 90° в горизонтальной плоскости. Для предупреждения отложений пыли по периметру заделки сетки и ее замазывания по обечайке наносятся удары ладонью и через каждые 2—3 мин сетка снизу очищается мягкой небольшой щеткой. Продолжительность рассева принимается по заранее найденной зависимости полных остатков на рабочих ситах от времени рассева (переход кривой остатков в пологую часть графика) или проверкой рассматриваемого процесса над листом белой бумаги — окончание рассева при выпадении лишь отдельных зерен. На сите 90 мкм рассев обычно длится 15—17 мин, на сите 200 мкм — 4—5 мин. По окончании рассева на сите наименьшего номера остаток с него аккуратно собирается вблизи обечайки и высыпается для взвешивания с точностью до 0,01 г. Затем полученную навеску пересыпают на следующее сито, рассеивают ее и т. д. Показатели рассева заносятся в журнал рассевки (табл. 3-13).

Таблица 3-13

Журнал показателей по рассевке угольной пыли

Время наблюдений, ч—мин	Остаток на сите 90 мкм		Остаток на сите 200 мкм		Примечание
	g_{90}, г	R_{90}, %	g_{200}, г	R_{200}, %	

В целях повышения достоверности результатов рассевки ее следует производить одним и тем же лицом через все выбранные сита 2 раза; контрольная (вторая) рассевка не должна отличаться от первой более чем на ±1%. При контрольной рассевке другим лицом для сеток с размером ячеек 70 мкм и менее допускается отклонение в пределах ±3%.

В случаях, когда предназначенная для рассевки пыль имеет повышенную влажность и возможно замазывание сит, необходима подсушка пробы топлива в сушильном шкафу при 55—65°С до воздушно-сухого или близкого к нему состояния. Продолжительность подсушки пыли:

Для бурых углей и лигнита	3 ч
Для антрацита и каменных углей	1,5 ч
Для сланца	1 ч

Для очистки от загрязнения мельчайшей пылью и смолами сетки через каждые 100—120 ч работы необходимо промывать смесью из одной части спирта (ректификата) и двух частей бензола.

Погрешность ситового анализа. В зависимости от состояния сит, погрешностей отбора, разделки, способа рассева и рода топлива точность ситового анализа находится в пределах ±0,7—1,5%.

3-6. ОТБОР ПРОБ ЖИДКОГО И ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

Первичные пробы жидкого топлива (табл. 3-14), как правило, отбираются из топливного трубопровода равномерно по сечению с использованием для этой цели пробоотборного крана с запорным органом диаметром 18 мм (рис. 3-12).

Таблица 3-14

Показатели первичных проб жидкого топлива

Расход топлива за опыт, т	До 1	1—10	11—20	Свыше 20
Объем первичной пробы, л	1—2	2—4	6—7	10+1 на каждые последующие 10 т

Диаметры трубок крана должны удовлетворять соотношению $d_1 : d_2 : d_3 = 6 : 10 : 13$. При использовании механических форсунок пробоотборные краны устанавливаются на мазутной линии до топливоподогревателей и применяется схема отбора ВТИ (рис. 3-13). На котлоагрегатах небольшой паропроизводительности можно вести отбор из мерных или расходных баков, применяя для слива пробы краны по высоте бака, стационарные пробоотборники по ГОСТ 13196-67 или очищенные пропаркой перфорированные трубы (рис. 3-14).

Отобранная за период опыта в сборный сосуд (он не должен заполняться более чем на 75% объема) проба жидкого топлива ин-

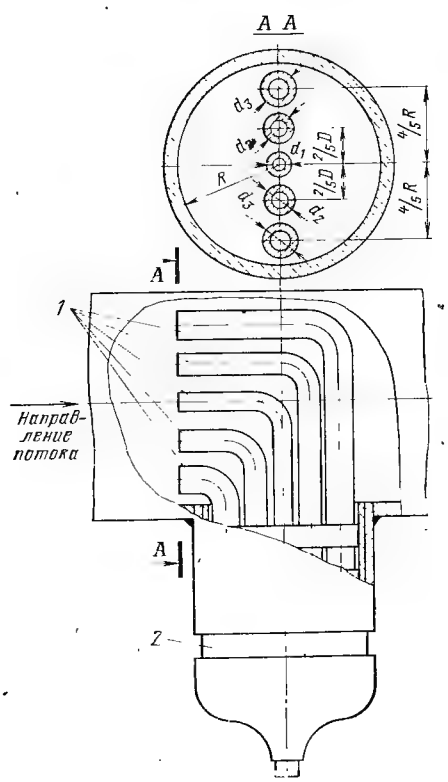


Рис. 3-12. Пробоотборный кран жидкого топлива из трубопровода.
1 — пробоотборные трубки; 2 — коллектор.

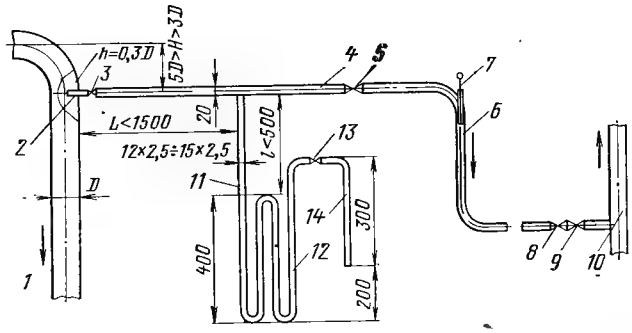


Рис. 3-13. Устройство для отбора проб мазута.
1 — подающий мазутопровод; 2 — пробоотборный штуцер; 3, 5, 9 — вентили ∅ 20 мм; 4 — мазутоотборная труба ∅ 20 мм; 6 — гильза для термометра; 7 — термометр; 8 — обратный клапан ∅ 20 мм; 10 — обратный мазутопровод; 11 — пробоотборная трубка l=2,5÷3 м; 12 — плоский змеевик ∅ 12×2,5—15×2,5 мм; 13 — вентиль ∅ 12×2,5—15×2,5 мм; 14 — пробоотборный патрубок ∅ 12×2,5—15×2,5 мм.

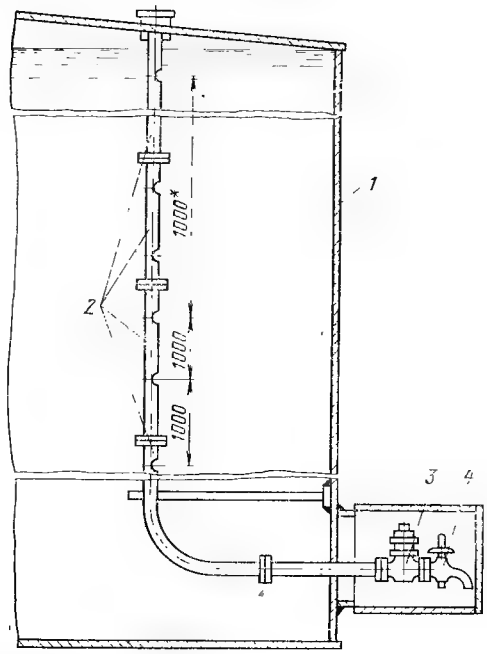


Рис. 3 14. Устройство для отбора проб жидкого топлива из емкости.
1 — резервуар; 2 — перфорированная труба; 3 — вентиль; 4 — кран.

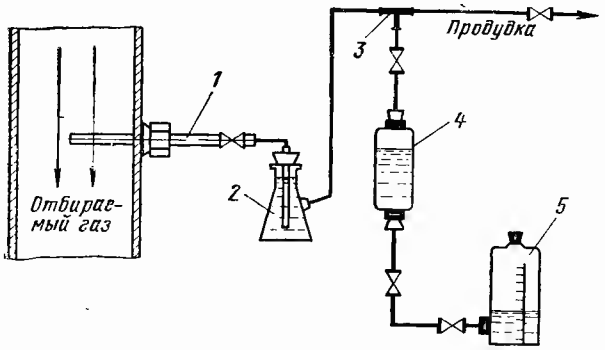


Рис. 3-15. Схема отбора пробы газообразного топлива: *1* — газоотборная трубка; *2* — склянка типа Дрекслера; *3* — трехходовой кран; *4* — емкости для набора пробы; *5* — напорный сосуд.

тенсивно взбалтывается в течение 5—10 мин. После этого часть пробы быстро наливается через воронку в две чистые сухие стеклянные или полиэтиленовые бутылки (банки) вместимостью по 1 л. Бутылки с пробами закупориваются хорошо притертыми или плотно пригнанными пробками, банки — герметичными крышками и опечатываются. На каждую бутылку (банку) наклеивается этикетка с указанием наименования предприятий, даты отбора, номера опыта и объема требуемого анализа.

Для приемо-сдаточных испытаний рекомендациями [77] предусматривается капельный отбор в течение всего опыта на напорном патрубке топливного насоса.

Для газообразного топлива применяется непрерывный отбор пробы в течение опыта объемом не менее 20 л. В соответствии со схемой отбора (рис. 3-15) перед началом опыта проводят продувку газоотборной трубки и магистрали к сборной емкости. Кроме того, заполняют запорной жидкостью (насыщенным водным раствором поваренной соли) участок от тройника до сборной емкости (для предупреждения попадания воздуха в первичную пробу). Затруднения при отборе могут возникать лишь вследствие наличия в газе сконденсировавшихся фракций, в связи с чем отбор необходимо проводить в зоне максимального давления и температуры топлива, т. е. вблизи от газораспределительного коллектора котлоагрегата и желательно на вертикальном его участке после естественных турбулизаторов — диафрагм, задвижек, клапанов.

Методика отбора проб газообразного топлива не отличается от методики отбора дымовых газов на анализ. Пробы из сборной емкости отбираются одновременно в три стеклянные пипетки типа «Коро» вместимостью не менее 500 см³ каждая. Две пипетки предназначаются для определения влажности газа, его удельной плотности, удельной теплоты сгорания и элементарного состава. Третья пипетка оставляется в качестве контрольной пробы.

Для приемо-сдаточных испытаний котлоагрегатов на газообразном топливе рекомендации [77] предусматривают производство отборов до начала испытаний из газопровода к котлоагрегату с целью выбора наилучшей точки отбора для получения усредненной пробы. Если в течение опыта будет поддерживаться предположительно постоянный состав газа, отбор может осуществляться непрерывно или через равные промежутки времени. Если можно ожидать значительного изменения состава газа во время опыта, то заранее должна быть достигнута договоренность заинтересованных сторон о методике получения среднего значения удельной теплоты сгорания газа.

3-7. ОТБОР И ПРИГОТОВЛЕНИЕ СРЕДНИХ ПРОБ ОЧАГОВЫХ ОСТАТКОВ

Отбор шлака на котлах с камерным сжиганием при жидком шлакоудалении. В испытаниях по I и II категориям сложности на котлоагрегатах паропроизводительностью свыше 220 т/ч при удалении шлака из шлаковых ванн в канал ГЗУ скребковыми транспортерами или шнеками необходимо через 25—30 мин перекрывать на 1—2 мин приемный лоток канала, сбрасывать шлак на выделенный участок пола зольного помещения и отбирать из накопленного шлака в первичную пробу 5—10 лопат из расчета на каждую шлакоприемную ванну.

При сухом шлакоудалении желательно, чтобы шлак прошел через шлаковую дробилку, а затем его с тем же интервалом следует сбрасывать на 1—2 мин на пол и отобрать в первичную пробу 5—10 лопат шлака из расчета на каждый шлакоприемный бункер.

На котлоагрегатах меньшей паропроизводительности независимо от типа шлакоудаления следует отбирать из всего спущенного на пол шлака 1 лопату на 20 сбрасываемых лопат в канал ГЗУ.

Масса первичной пробы шлака за опыт должна быть не менее 200 кг. Средняя проба шлака приготовляется так же, как и для топлива. При этом предварительно куски массой свыше 5 кг дробятся до размера не более 100 мм. Для определения влажности шлака отбирается одна проба массой 2 кг (после сита с размером ячейки 13×13 мм), для определения содержания горючих — одна проба массой 1 кг (после сита с размером ячейки 3×3 мм) и одна проба массой 1 кг для химического и других анализов; ее же используют в качестве контрольной.

При испытаниях котлоагрегатов со слоевыми механическими решетками первичные пробы очаговых остатков должны отбираться строго раздельно для каждой их разновидности (шлака, провала, золы, выпавшей из газоходов). Количество отбираемых в пробу очаговых остатков подсчитывается по их выходу за период испытаний. Шлак, если выход его менее 120 кг за опыт, полностью поступает в разделку для отбора средней пробы. При выходе свыше 120 кг отбирается 30% общего выхода шлака за опыт, но не менее 120 кг. Провал, а также зола, выпавшая из газоходов, при выходе в количестве менее 65 кг полностью поступают в разделку для отбора средней пробы. Если их выход превышает 65 кг, то отбирается 30% массы всего выхода, но не менее 65 кг.

При вагоноточном шлакозолоудалении независимо от типа топочного устройства и способа сжигания топлива пробы очаговых остатков отбираются от каждой вагонетки по мере их загрузки, по 6—8 порций общей массой 10—12 кг, но не менее 120 кг за опыт для шлака и 65 кг для провала. В случае невозможности послойного набора порций пробы очаговых остатков отбираются с поверхности вагонетки из разных мест.

При наличии на предприятии установки для дробления проб топлива рекомендуется использовать ее для обработки проб шлака с предварительной тщательной очисткой установки от остатков (следов) топлива.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

УЧЕТ РАСХОДА ТОПЛИВА И ОЧАГОВЫХ ОСТАТКОВ

4-1. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Характеристики современных автоматических весов для учета твердого топлива ограничивают область их использования для котлоагрегатов паропроизводительностью до 50 т/ч. Исключение составляют случаи, когда удается воспользоваться автоматическими весами топливоподачи, что практически возможно лишь при наличии в котельной одного котлоагрегата. Для проведения учета твердого топлива автоматические весы должны быть протарированы до и после испытаний путем пропуска через них порции топлива и сопоставления показаний весов с показаниями проверенных десятичных или сотенных весов, на которых определяется масса этой порции. Допустимая разница между показаниями тарируемых и контрольных весов не должна превышать ±1%. Автоматические и десятичные (сотенные) весы к началу испытаний должны обязательно иметь клеймо представителя Управления государственных испытаний и надзора за средствами измерений. В связи с тем что методика взвешивания топлив со времени издания [102] не претерпела существенных изменений, подробности рассматриваемой технологии и тарировок весов можно найти в названной работе. Рекомендации ISO для приемосдаточных испытаний предусматривают определение расхода твердого топлива там, где это возможно, с помощью грузовых платформенных или мостовых весов. В отличие от рекомендаций ISO технические условия ПК СЭВ [32] предусматривают определение расхода топлива опрокидывающимися весами, ленточными весами или перегрузочными мостами. Погрешность по рекомендациям ISO и ПК СЭВ в диапазоне нагрузочного взвешивания при этом должна быть соответственно менее ±0,1 и ±0,5%. Разрешается применять автоматические весы с приспособлениями для определения корректировки (уравнивания) массы каждой отдельной загрузки с необходимой степенью точности. Там, где невозможно применение таких устройств, загрузка должна выполняться вручную с обязательным контролем полного опорожнения контейнеров между взвешиваниями.

Для котлоагрегатов с топками слоевого сжигания во избежание превышения названных погрешностей необходимо, чтобы разница запаса топлива в начале и в конце опыта была в пределах ±3% начального запаса. Это же относится и к котлоагрегатам с камерными топками, работающими по схеме с прямым вдуванием. Размалываемое топливо должно быть взвешено до размола. Допустимая ошибка при официальной проверке сотенных (десятичных) весов принимается 1/2000 действительной нагрузки в границах 10—100% грузоподъемности весов и 1/500 для вагонных (автомобильных) весов. При нагрузке ниже 10% грузоподъемности весов (в зоне нечувствительности) допустимая погрешность принимается равной как при 10%-ной нагрузке.

В эксплуатационных условиях значение погрешности принимается 1/1000 для сотенных и 1/300 для вагонных весов в пределах 25—100% нагрузки. При нагрузке ниже 20% грузоподъемности весов погрешность принимается неизменной.

4-2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ОЧАГОВЫХ ОСТАТКОВ

Количество очаговых остатков при типовых испытаниях серийных котлоагрегатов с камерными топками обычно не определяется и принимается по [96]. Однако при балансовых испытаниях головных образцов котлоагрегатов с такими топками и при приемо-сдаточных испытаниях эта задача может войти в техническую программу работ. В этих случаях учету подлежат удаляемые с котлоагрегата шлак, зола из-под золоуловителей и унос, выбрасываемый в дымовую трубу.

При испытаниях современных мощных котлоагрегатов шлак необходимо взвешивать до смыва в лотки ГЗУ. Для этого его из шлаковых ванн следует перегружать в вагон или на грузовую автомашину и взвешивать на вагонных весах или на автовесах. В случае, если схема электростанции не предусматривает ввода железнодорожной колеи или возможности въезда автомашины в зольное помещение, шлак можно перегружать в контейнеры с откидывающимся дном или боковой стенкой, подвешиваемые с помощью проверенного динамометра, и после снятия показаний последнего сбрасывать в канал ГЗУ. В случае невозможности непосредственной загрузки контейнеров шлак необходимо выгрузить на специально выделенный участок пола зольного помещения и затем либо порциями взвешивать, либо его массу определять путем обмера с контрольным взвешиванием мерной тары (ящика, бака), вместимостью 1 м³. Это взвешивание проводится после стока со шлака воды через отверстия сетки в дне тары. Перед загрузкой шлака в мерную тару куски его размером более 100 мм желательно разбить.

Для определения массы шлака путем объемного обмера необходимо знать его насыпную плотность. Последняя определяется по средней пробе, в результате накопления ее путем отбора порции массой 2—3 кг через каждые 4 ч (без сегрегации крупных кусков). Эта же проба используется и для определения влажности шлака.

При слоевом сжигании топлива и вагонеточном удалении очаговых остатков количество шлака, провала и уловленного уноса может быть определено непосредственно взвешиванием на вагонеточных весах или вышеуказанными способами.

Общая длительность опыта по учету очаговых остатков принята 72 ч при жидком и 48 ч — при сухом шлакоудалении. Котлоагрегат до проведения данного опыта должен непрерывно проработать не менее 3 сут. Опыт необходимо проводить в течение указанного времени при номинальной или близкой к ней нагрузке (не ниже $0{,}85D_н$). Непосредственно перед опытом эту нагрузку следует выдержать не менее 3 ч. На котлоагрегатах с цепными решетками количество очаговых остатков может определяться во время основных балансовых опытов; время учета будет определяться в этом случае продолжительностью таких опытов. В случае несовпадения длительности рассматриваемого и балансового опытов необходимо точно заметить время между чистками топки (зольника), за которое накопился шлак, провал, и следить за тем, чтобы режим топки в этот период не отличался от режима при испытаниях. Если за время испытаний данную топку чистят несколько раз, то следует суммировать количество очаговых остатков и время их накопления.

Долю шлака от зольности сожженного в опыте топлива, %, находят по формуле

$$a_{шл} = \frac{G_{шл} A_{шл}}{B A^р} 100, \qquad (4\text{-}1)$$

где $G_{шл}$ — определенное в опыте количество шлака; $A_{шл}$ — зольность шлака, %; B — расход топлива за опыт, т; $A^р$ — рабочая зольность топлива, %.

При тарировке весов, применяемых для взвешивания очаговых остатков, следует исходить из допустимой ошибки взвешивания не более ±1,5%. Весы должны иметь акт поверки.

При испытаниях котлоагрегата с цепной решеткой очаговые остатки желательно взвешивать в горячем состоянии. При невозможности этого очаговые остатки сразу после выгрузки должны быть залиты водой и отвезены на специально для них отведенную площадку. Там они выдерживают для стока воды до 3—4 ч и только по истечении этого времени можно приступать к взвешиванию. Следует иметь в виду, что заливка очаговых остатков водой перед взвешиванием вносит погрешности в определение их влажности. Если все же нельзя взвесить очаговые остатки до заливки их водой, то отбор пробы должен быть проведен в этом случае особенно тщательно и пробу надо упаковать в герметичную тару. Действительное количество сухих очаговых остатков по взвешенному количеству влажных остатков, кг, определяется на основе данных лабораторных анализов по формуле

$$G^с_{оч} = G^{вл}_{оч} \frac{100 - W^р_{оч}}{100}, \qquad (4\text{-}2)$$

где $G^с_{оч}$ и $G^{вл}_{оч}$ — соответственно масса сухих и увлажненных после заливки очаговых остатков, кг; $W^р_{оч}$ — влажность очаговых остатков после заливки их водой, %.

Таблица 4-1

Расход пульпы через золопроводы по показаниям маятникового расходомера (при отношении диаметра пульпопровода к диаметру маятника более четырех)

Условный диаметр	Скорость движения среды, м/с														
	0,5	0,7	0,9	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,4	2,5	2,8	3,0	3,2
200	60	80	100	120	140	160	180	200	230	250	280	290	330	340	360
250	90	120	160	180	220	250	300	330	370	400	430	450	500	540	570
275	110	150	190	220	270	320	360	400	450	480	520	560	610	650	690
300	130	180	240	270	320	380	430	480	540	590	640	670	750	780	830
350	160	250	310	350	420	500	580	650	700	750	820	900	970	1050	1100
400	230	320	410	460	570	660	750	840	930	1000	1100	1150	1230	1280	1320
450	300	400	520	600	700	820	950	1050	1150	1200	1350	1450	1650	1700	1900
500	370	500	650	700	880	1020	1150	1300	1400	1500	1650	1750	1970	2180	1250

Учет количества золы из-под золоуловителей и газоходов путем непосредственного взвешивания практически невозможен на крупных котлоагрегатах из-за огромных масс контролируемого продукта. В связи с этим при наличии гидрозатворов для смыва на течках бункеров золы ее количество определяется методом отбора золоводяной пульпы с последующим определением в ней концентрации золы:

$$\mu_{об.оч} = \frac{m}{G_{об.п} - m}, \qquad (4\text{-}3)$$

где m — масса сухой золы в пульпе, кг; $G_{об.п}$ — общая масса пульпы, отобранной за опыт, кг.

Количество уловленной золы при ее транспорте в виде пульпы может быть определено с использованием разработанного ЮО ОРГРЭС маятникового расходомера пульпы. Зная расход пульпы и концентрацию в ней золы, можно подсчитать расход последней. Следует иметь в виду, что маятниковый расходомер не может быть применим в случаях движения пульпы по неполному сечению пульпопровода, осаждения в его нижней части золы, а также при отложениях солей кальция на стенках пульпопровода и на поверхности маятника. Расходомер позволяет измерять скорость (табл. 4-1) в пульпопроводе с погрешностью ±5% [40].

Количество золы уноса, выбрасываемой с дымовыми газами из котельной установки в дымовую трубу, %,

$$a_{ун} = 100 - (a_{шл} + a^{б}_{зол} + a^{зу}_{зол}),$$

где $a^{б}_{зол}$ — доля золы уноса, выпавшей и удаляемой из бункеров под газоходами до золоуловителей; $a^{зу}_{зол}$ — доля золы уноса, уловленной в золоуловителях.

ГЛАВА ПЯТАЯ

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМ ПРИБОРАМ

Измерения могут осуществляться различными методами, выбор которых зависит от характера измеряемой величины, условий измерения и необходимой точности. В практике наиболее часто встречаются следующие:

1) метод непосредственного измерения, в котором физическая величина оценивается непосредственно мерами или измерительными приборами, градуированными в единицах измерений данной физической величины (температура — термометром, давление — манометром и т. д.);

2) дифференциальный метод, в котором оценивается разность между измеряемым значением физической величины и значением известным или разность между двумя значениями физической величины (разность давлений — дифманометром, разность силы токов — логометром и т. д.);

3) нулевой (компенсационный) метод, в котором действие измеряемой физической величины уравновешивается действием известной физической величины (измерение термо-э. д. с. термопары — потенциометром, массы — при помощи гирь на рычажных весах и т. д.);

4) метод совпадений (замещений), в котором равномерно чередующиеся сигналы, характеризующие измеряемую величину, сравниваются с сигналами от известной физической величины (частота вращения — стробоскопическим тахометром).

Как правило, при испытаниях должны применяться самопишущие приборы (с графической или цифровой регистрацией параметров), обладающие необходимой чувствительностью и быстродействием, показания которых могут быть периодически проверены контрольными приборами. Особенно необходимо использование самопишущих приборов при большом общем объеме измере-

ний, а также для получения информации о работе котельной установки в нестационарных режимах, например в периоды растопки агрегата, при изменении нагрузки и т. п. В этих случаях визуальное наблюдение и регистрация вручную показаний контрольно-измерительных приборов уже не дают возможности правильно определить все условия работы котельной установки и ее элементов вследствие субъективного восприятия отдельными наблюдателями происходящих процессов, трудности (а иногда и невозможности) регистрации большого количества быстро изменяющихся параметров, сложности синхронизации записей отдельных наблюдателей и др. Кроме того, для регистрации вручную показаний контрольно-измерительных приборов требуется большое количество лаборантов-наблюдателей, использование которых на современных электрических станциях не всегда целесообразно, а иногда и практически невозможно вследствие жестких габаритных условий размещения оборудования и централизации управления агрегатами. Применение показывающих контрольно-измерительных приборов допускается лишь при небольшом объеме измеряемых величин.

Контрольно-измерительные приборы, применяемые при проведении испытаний котельных установок, должны:

1) подбираться таким образом, чтобы предельные относительные погрешности результатов испытаний, подсчитанные для номинального режима, были не более указанных в табл. 1-1;

2) соответствовать требованиям Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР (Госстандарт СССР) и иметь клеймо и паспорт (аттестат) или свидетельство о поверке;

3) проходить периодическую поверку и клеймение в органах государственной метрологической службы Госстандарта СССР или в органах ведомственных метрологических служб министерств и ведомств в установленные ими сроки (как правило, через 1—2 года). Поверке подлежат все измерительные приборы, находящиеся в эксплуатации, на хранении (обычно перед выдачей их в эксплуатацию) и после ремонта (ГОСТ 8.002-71);

4) подвергаться тарировке или сравнению с контрольными (образцовыми) приборами непосредственно перед началом испытаний, а также контрольной проверке в процессе испытания. Они должны подвергнуться повторной проверке после испытаний, если на этом настаивает сдатчик или приемщик оборудования.

В измерениях при испытаниях по I категории сложности поверочная тарировка (градуировка) приборов должна проводиться также после каждой серии испытаний. В случае значительного расхождения (превышающего допуск) между первичной и вторичной тарировками измерения должны считаться ненадежными и результаты их могут быть использованы только для грубой ориентировки.

При испытаниях по II и III категориям сложности должны максимально использоваться эксплуатационные приборы за исключением измерения параметров, характеризующих экономичность и надежность работы поверхностей нагрева, температуры в топке и уходящих газов, параметров пара, состава дымовых газов за пароперегревателем (поворотной камере) и в балансовой точке, тонкости пыли и расхода воздуха на горелки.

Применяемые для испытаний эксплуатационные (стационарные) приборы должны быть проверены, необходимо также определить все их поправочные и тарировочные коэффициенты. При этом все неправильно размещенные точки измерений или отборники импульсов по котлоагрегату должны быть перенесены в места, обеспечивающие получение представительных импульсов приемными устройствами.

В зависимости от назначения и точности различают приборы: эталонные, образцовые и рабочие (лабораторные и технические).

Эталонные и образцовые приборы служат для воспроизведения и хранения единиц измерения, для поверки и градуировки рабочих приборов. Лабораторные приборы предназначены для лабораторных и экспериментальных работ в производственных условиях, требующих учета погрешностей. Технические приборы используются для эксплуатационных измерений с точностью, заданной на основании характеристики прибора.

Для каждого типа прибора устанавливается допустимая погрешность — разность между наблюдаемым показанием прибора $x_н$ и действительным значением измеряемой величины $x_д$, т. е.

$$\delta = x_н - x_д. \qquad (5\text{-}1)$$

Допустимая погрешность, отнесенная к предельному (максимальному) значению шкалы прибора $x_{пр}$, называется приведенной относительной погрешностью и считается классом точности прибора (ГОСТ 13600-68):

$$\delta' = \frac{\delta}{x_{пр}} = \frac{x_н - x_д}{x_{пр}}. \qquad (5\text{-}2)$$

Технические приборы обычно имеют класс точности не выше 0,5. Классы точности от 0,005 до 0,5 включительно относятся к образцовым и лабораторным приборам.

Погрешности измерения могут быть значительно уменьшены или даже практически исключены введением поправок к результатам измерений.

Абсолютной поправкой прибора называется погрешность, взятая с обратным знаком:

$$\Delta = -\delta = x_д - x_н. \qquad (5\text{-}3)$$

На погрешность измерения могут оказывать существенное влияние температура, атмосферное давление и влажность окружающей среды. Для измерительных приборов установленная температура окружающей среды, равная 20±5°С, называется нормальной и учитывается при градуировке прибора. Отклонение температуры окружающей среды от нормальной вызывает дополнительную погрешность измерений.

Постоянство показаний прибора оценивается вариацией, определяемой как наибольшая разность между результатами измерений одной и той же величины, произведенных в одних и тех же условиях. Погрешности, вызываемые вариацией, могут значительно ограничивать полезную область применения прибора. В образцовых приборах вариация не должна превышать 0,2 деления шкалы,

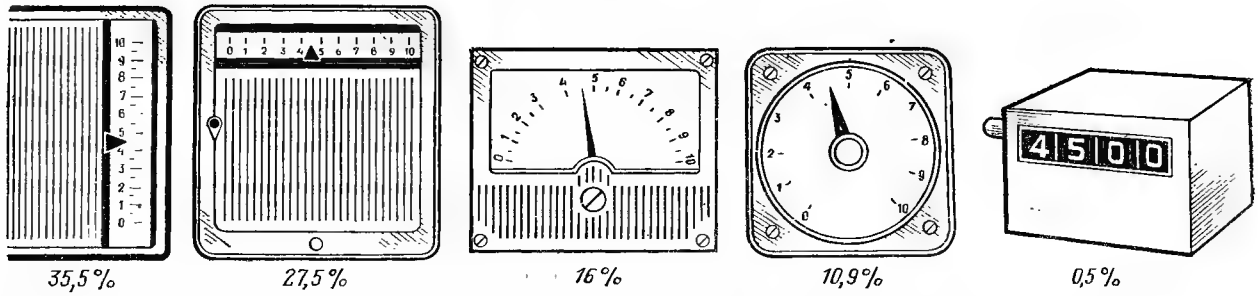


Рис. 5-1. Погрешность при считывании показаний прибора для различных типов отсчетных устройств.

а в технических приборах 0,5. Точность показаний прибора значительно зависит от его чувствительности S:

$$S=\frac{\delta_п}{\delta_A}, \qquad (5\text{-}4)$$

где $\delta_п$ — линейное или угловое перемещение указателя; δ_A — число единиц измеряемой величины, соответствующих $\delta_п$.

Достоверность результатов измерения, получаемых с применением измерительного прибора, %:

$$\xi=\sqrt{\xi^2_н+\xi^2_{пр}}, \qquad (5\text{-}5)$$

где $\xi_н$, $\xi_{пр}$ — соответственно погрешности, характеризующие точность измерения с помощью применяемого прибора и точность его поверки.

В наилучших условиях действительная точность измерительного прибора приблизительно в 1,5 раза меньше, чем номинальная.

В последнее время получают распространение цифровые отсчетные устройства (рис. 5-1), в которых результат измерения представляется непосредственно в виде числового значения измеряемой величины. Это ускоряет отсчет показаний прибора и резко снижает число грубых ошибок при считывании, что делает предпочтительным применение подобных приборов при испытаниях.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ

6-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Измерение температуры — один из самых сложных и трудоемких видов измерений при испытаниях котельных установок. При этом требования к чувствительности невысоки, в большинстве случаев достаточно определять температуру с точностью до 0,5—1,0°С. Случаи измерения температуры весьма разнообразны: по видам среды, в которой производится измерение, по значению и характеру изменения температуры, по назначению и требуемой точности измерения и т. д. Обычно речь идет об измерении средней температуры в сечении, стационарной или переменной температуры в точках и об измерении поля температур в потоке, на поверхностях металла, изоляции и т. д. В соответствии с этим разнообразны применяемая аппаратура и методика измерений. Наиболее часто температуру рабочих веществ измеряют жидкостными стеклянными термометрами (преимущественно ртутными), электрическими термометрами сопротивления, термоэлектрическими термометрами и пирометрами излучения.

6-2. РТУТНЫЕ СТЕКЛЯННЫЕ ТЕРМОМЕТРЫ

Ртутные стеклянные термометры предназначаются для изменения температуры в пределах от —35 до +800°С. При испытании котельных установок преимущественно пользуются техническими и лабораторными ртутными термометрами с ценой деления шкалы 0,5—2° и верхним пределом шкалы, превышающим наибольшую измеряемую температуру на 15—20°С.

Достоинствами жидкостных стеклянных термометров являются: наглядность показаний, простота установки и легкость производства отсчетов. К числу недостатков их относятся хрупкость термометров и большая тепловая инерция (запаздывание показаний), а также невозможность использования для измерения температуры в труднодоступных местах.

Технические ртутные термометры (табл. 6-1 и 6-2) изготовляются обычно со вложенной шкалой и имеют наружный диаметр стеклянной оболочки в верхней и нижней (хвостовой) частях соответственно около 17—19 и 8—10 мм. Длина верхней части термометра может быть любая из трех: 110, 160 и 220 мм. Большие размеры шкалы и капилляры у этих термометров облегчают отсчет показаний. Хвостовая часть технического термометра, длина которой выбирается в зависимости от глубины погружения в измеряемую среду термобал-

Таблица 6-1

Характеристика технических ртутных термометров

Номера термометров	Пределы измерения, °С	Цена деления шкалы, °С, при длине верхней части термометра, мм			Диаметр верхней части термометра, мм
		220	160	110	
1	0—+50	0,5	0,5 или 1	1	18±0,7
2	—35—+50	0,5 или 1	1	1 или 2	
3	0—+100	1	1 или 2	2	
4	0—+150	1 или 2	2	2 или 5	
5	0—+200	2	2 или 5	5	
6	0—+250	2 или 5	5	5 или 10	
7	0—+300	2 или 5	5	5 или 10	
8	0—+350	5	5 или 10	10	
9	0—+400	5	5 или 10	10	
10	0—+450	5 или 10	10	—	
11	0—+500	5 или 10	10	—	

лона (табл. 6-2), может быть прямой (тип А) или изогнутой под углом 90 или 135° (тип Б).

Погрешность показаний технических термометров не превышает одного деления шкалы.

Лабораторные ртутные термометры выпускаются промышленностью двух типов: палочные, имеющие шкалу в виде насечки, нанесенной на стеклянном корпусе, и шкальные, с пластиной, вложенной внутри оболочки термометра (табл. 6-3). В зависимости от цены деления лабораторные термометры подразделяются на четыре группы. В отличие от термометров I группы термометры II, III и IV групп предназначены для измерения температур в сравнительно узком диапазоне, что позволяет значительно повысить точность прибора (табл. 6-4).

Точность измерения температуры ртутными термометрами зависит от характеристик этих приборов и в значительной мере от способа их установки, определяющего условия теплообмена между измеряемыми веществом, термометром и внешней средой.

Установка ртутных термометров производится обычно в защитных (термометрических) гильзах в соответствии с указанными ниже требованиями.

Таблица 6-2

Классификация технических термометров по длине нижней части

Длина верхней части термометра, мм	Длина нижней части термометра, мм		Диаметр нижней части термометра, мм
	тип А	тип Б	
110 160 220	60	110	8±1
	80	130	
	100	150	
	120	170	
	160	210	
	200	250	
	250	300	
	320	370	
	400	450	
	500	550	
	630	680	
110 160 220	800	850	9±1
	1000	1050	
	1250	1300	
	1600	—	
	2000	—	

Примечание. Нижняя часть термометра с верхним пределом измерений 400—500°С изготовляется длиной не менее 120 и не более 400 мм.

Таблица 6-3

Характеристика лабораторных ртутных термометров

Группа	Номер термометров	Пределы измерения, °С	Цена деления шкалы, град.	Размеры термометра, мм		
				Общая длина	Диаметр	
					со вложенной шкалой	палочный
I	1	—30÷+70	1	250	8±1	6±1
	2	0÷100		250		
	3	0÷150		280		
	4	0÷250		320		
	5	0÷350		360		
	6	0÷450		400		
	7	0÷500	2	450	—	6±1
II	1	—30÷+70	0,5	320	8±1	$6^{+0,5}_{-1}$
	2	0÷100				
	3	100÷200				
	4	200÷300				
III	1	—30÷+20	0,5	160	6±0,5	5±0,5
	2	0÷50				
	3	50÷100				
	4	100÷150				
	5	150÷200				
	6	200÷250				
	7	250÷300				
	8	300÷350				
IV	1	—30÷+20	0,1	530	11±1	6±1
	2	0÷50				
	3	50÷100				
	4	100÷150				
	5	150÷200	0,1	530	11±1	6±1
	6	200÷250				
	7	250÷300				
	8	300÷350				
Вне группы ТЛ-36	—	0÷600	2	520	—	7±0,5

Таблица 6-4

Допустимые погрешности показаний лабораторных ртутных термометров

Температурный интервал, °С	Цена деления шкалы, °С			
	0,1	0,5	1	2
—30÷+1	±0,3	±1,0	±1,0	—
0÷100	±0,2	±1,0	±1,0	±2,0
100÷200	±0,4	±1,0	±2,0	±2,0
201÷300	±0,8	±1,5	±3,0	±4,0
301÷400	±1,0	±3,0	±4,0	±4,0
401÷500	—	—	—	±5,0

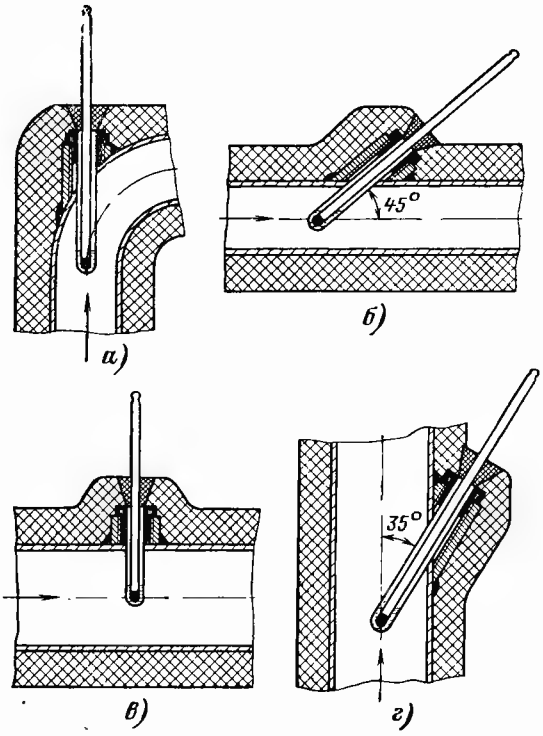


Рис. 6-1. Способы установки ртутных термометров.
а — вдоль оси трубопровода ($D<200$ мм); *б* — наклонно к оси горизонтального трубопровода ($D<200$ мм); *в* — нормально к оси горизонтального трубопровода ($D>200$ мм); *г* — на вертикальном трубопроводе ($D>200$ мм).

1. В целях обеспечения наиболее благоприятных условий теплопередачи от измеряемой среды к термобаллону прибора и уменьшения отвода от него тепла к окружающему воздуху необходимо:

а) при установке термометра в прямых участках трубопровода погружать прибор в измеряемую среду на глубину не менее 2/3 диаметра трубы, а при установке в колене трубопровода в случае измерения температуры воды и пара — на глубину 150 мм и газа (воздуха) — на глубину 250 мм;

б) устанавливать термометр в активной зоне струи навстречу движению потока или нормально к нему (рис. 6-1).

При большом поперечном сечении трубопровода (диаметром 600—1500 мм) температуры необходимо измерять одновременно в двух или трех точках сечения трубы. На вертикальных участках такого трубопровода термометры следует располагать через одинаковые расстояния по длине окружности трубы под углом 35° к ее оси.

2. Конструкции защитных гильз [7, 102] должны способствовать переходу к ним тепла от измеряемой среды и затруднять отток тепла в окружающую среду. Для этой цели:

а) защитную гильзу следует изготовлять из металла, обладающего плохой теплопроводностью (например, из нержавеющей стали), причем толщина ее стенки не должна быть более 1—1,5 мм для давлений измеряемой среды 0,785—1,47 МПа (8—15 кгс/см²), 2—2,5 мм — для давлений 1,47—5,89 МПа (15—60 кгс/см²) и 3—5,5 мм — для давлений 5,89—29—42 МПа (60—300 кгс/см²);

б) внутренний диаметр гильзы не должен превышать диаметра оболочки термометра более чем на 2—3 мм, а отверстие, через которое вставляется термометр, должно плотно закрываться специальной пробкой;

в) выступающие наружу часть гильзы и бобышка должны быть покрыты тепловой изоляцией.

Бобышки [7] для защитных гильз высокого давления изготовляются: для измерения температуры воды — из стали марки 20 и пара — из стали марок 1Х18Н9Т или 2Х13. Бобышки для среднего и низкого давления выполняются из стали 3.

3. Для лучшей передачи тепла термометру кольцевой зазор между стенкой защитной гильзы и термобаллоном должен быть заполнен при измерении температуры до 150°С машинным маслом, а при измерении более высокой температуры — медными или чугунными опилками. Высота заполненной части гильзы должна равняться длине термобаллона. Чрезмерное заполнение гильзы маслом или опилками понижает точность измерения из-за дополнительного оттока по ним тепла и увеличивает тепловую инерцию (запаздывание показаний) термометра. Применение для заполнения защитных гильз ртути запрещается ввиду ее токсичности.

4. Термометр в защитную гильзу может быть установлен и без заполнителя, при этом для устранения в гильзе конвекции воздуха необходима установка на термобаллон термометра пружинных колец (рис. 6-2), или плотная обмотка его оболочки асбестовым шнуром (рис. 6-3).

Для уменьшения теплообмена между гильзой и стенками трубопровода поверхность последнего на расстоянии 6—10 диаметров трубы по обе стороны от гильзы должна быть покрыта тепловой изоляцией.

5. При измерении температуры окружающего воздуха необходимо предохранить тер-

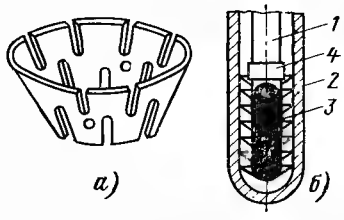


Рис. 6-2. Установочные пружинные кольца для термометров.
а — пружинное кольцо; *б* — сборка пружинных колец; *1* — ртутный термометр; *2* — защитная гильза; *3* — пружинное кольцо; *4* — упор.

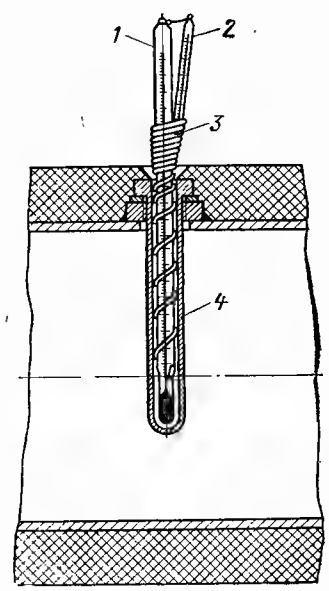


Рис. 6-3. Схема установки вспомогательного термометра для измерения температуры выступающего столбика ртути.

1 — основной термометр; *2* — вспомогательный термометр; *3* — асбестовый шнур; *4* — защитная гильза.

мометр от нагрева лучеиспусканием со стороны ограждений котлоагрегата и т. п. С этой целью прибор следует установить между двумя экранами из листового асбеста (белой жести) или защитить термобаллон экранным колпачком из фольги и обеспечить свободный приток окружающего воздуха к термометру.

Наиболее точные измерения температуры воздуха в котельном помещении достигаются:

а) установкой ртутного термометра в экранированной (никелированной) трубке с принудительной циркуляцией через нее воздуха, создаваемой присоединением трубки к всасывающему патрубку дутьевого вентилятора (дымососа);

б) применением двух одинаковых, спаренных между собой ртутных термометра, термобаллон одного из которых покрыт тонким слоем платины. В этом случае действительная температура окружающего воздуха $t_в$, °С:

$$t_в = t' - K(t'' - t'), \qquad (6\text{-}1)$$

где t' — показание термометра, покрытого платиной, °С; t'' — показание простого термометра, °С; $K = 0{,}18 \div 0{,}22$ — коэффициент, определяемый опытным путем. Значение K обычно принимается равным 0,2.

6. Измерение температуры твердого топлива ртутным термометром проводится следующими способами:

а) погружением термометра на большую глубину в гильзу, вваренную в топливопровод. Верхняя часть термометра должна быть уплотнена в гильзе асбестом или другим мягким уплотняющим материалом;

б) погружением термометра в теплоизолированный ящик или банку, наполненную топливом, и измерением после достижения установившейся температуры. Вместимость банки должна быть примерно равна 2—3 кг.

7. При смешении в трубопроводе или канале нескольких однородных потоков сред с разными температурами термометр для измерения температуры смеси необходимо располагать на расстоянии не менее 10—15 диаметров трубы или размеров высоты канала от места смешения; в противном случае измеренная температура не будет соответствовать средней температуре потока. Желательно термометр установить после местных сопротивлений (вентилей, поворотов и т. п.), способствующих лучшему перемешиванию протекающей среды.

8. Защитные гильзы с массивными частями (фланцами), выступающими из трубопровода, а также металлические защитные чехлы (оправы) для технических термометров не должны применяться при испытании ввиду значительного оттока по ним тепла в окружающую среду.

9. Перед установкой термометра следует убедиться в отсутствии разрывов столбика ртути в капилляре. По окончании измерений термометр должен быть извлечен из защитной гильзы, протерт сухой тканью и уложен в футляр, а отверстие в гильзе плотно закрыто специальной пробкой. Ртутные термометры следует хранить в футляре в вертикальном или наклонном положении.

Используя ртутные термометры, необходимо руководствоваться следующим:

а) отсчет показаний термометра производить с точностью не менее половины цены деления шкалы прибора;

б) при отсчетах показаний во избежание ошибки из-за параллакса глаза наблюдателя должны находиться на одном уровне с мениском ртути в капилляре (высшей точкой ртутного столбика);

в) перед каждым очередным измерением желательно слегка постучать пальцем по оболочке термометра;

г) при отсчетах показаний термометр нельзя вынимать из защитной гильзы во избежание появления погрешности, не поддающейся учету.

6-3. ПОПРАВКИ К ПОКАЗАНИЯМ РТУТНЫХ ТЕРМОМЕТРОВ

Поправки к показаниям технических ртутных термометров, как правило, не вводятся. Допустимые абсолютные погрешности этих приборов, удовлетворяющие требованиям практики, определяются существующими нормами. При измерении температуры лабораторными ртутными термометрами необходимо учитывать по возможности все ошибки изме-

рения. Действительная температура измеряемой среды t лабораторным термометром, °С:

$$t = t' + \Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3 \pm \Delta t_4, \qquad (6\text{-}2)$$

где t' — среднее показание термометра в течение опыта или отдельное его показание, если колебания температуры превышают ±(8—10)%; Δt_1 — градуировочная поправка (из аттестата); Δt_2 — поправка на температуру выступающего столбика ртути; Δt_3 — поправка на смещение нулевой точки термометра; Δt_4 — поправка, учитывающая вероятную погрешность измерения, связанную с отсчетом показания термометра, установкой прибора и методом усреднения температуры по сечению трубы или канала.

Поправка на температуру выступающего столбика ртути вводится для технических и лабораторных термометров. При поверке и градуировке лабораторных термометров в нагретую среду погружается весь столбик ртути, однако при измерении температуры в большинстве случаев верхняя часть его выступает из защитной гильзы наружу и охлаждается окружающим воздухом, что уменьшает показания термометра. Поправка на температуру выступающего столбика ртути лабораторного термометра, °С:

$$\Delta t_2 = n\alpha(t' - t''), \qquad (6\text{-}3)$$

где n — число градусов в выступающем столбике ртути; α — коэффициент видимого объемного расширения ртути в стекле, равный $0{,}16 \cdot 10^{-3}$ град$^{-1}$ для обычных сортов термометрического стекла и $0{,}18 \cdot 10^{-3}$ град$^{-1}$ — для кварцевого стекла; t' и t'' — показания основного и вспомогательного термометров (см. рис. 6-3).

Вследствие приближенности измерения средней температуры выступающего столбика ртути точность определения рассматриваемой поправки не высока. Если термометр не может быть погружен до отсчитываемой отметки, целесообразно заменить его термометром сопротивления или термопарой. Поправка на температуру выступающего столбика при измерении высоких температур (более 400°С) может составить около 2—3% верхнего предела шкалы.

При поверке и градуировке технических термометров в измеряемую среду погружается только хвостовая часть прибора, а выступающий столбик ртути принимает температуру окружающего воздуха (20°С). Для технических термометров при температуре окружающей среды выше 20°С к его показаниям следует вводить поправку на температуру выступающего столбика ртути, °С:

$$\Delta t'_2 = n\alpha(t_1 - t_2), \qquad (6\text{-}4)$$

где t_1 и t_2 — температуры выступающего столбика ртути при градуировке и измерениях.

Погрешность, возникающую за счет выступающего столбика ртути, можно не учитывать, если она не превышает 0,15% измеряемой температуры.

Поправка на смещение положения нулевой точки термометра Δt_3 зависит от термического последействия стекла, °С:

$$\Delta t_3 = t_0 - t'_0, \qquad (6\text{-}5)$$

где t_0 и t'_0 — температуры, соответствующие положению нулевой точки термометра по аттестату и результатам повторной проверки прибора.

Для термометров, изготовленных из обычного термометрического стекла, смещение нулевой точки (депрессия нуля) колеблется в пределах 0,02—0,1 на каждые 100°С шкалы прибора.

Поправка, характеризующая вероятную погрешность измерения Δt_4, °С:

$$\Delta t_4 = \sqrt{\left(\frac{\Delta t_5 n}{\sqrt{n-1}}\right)^2 + \left(\frac{\delta t_6}{100}t'\right)^2 + \left(\frac{\delta t_7}{100}t'\right)^2}, \qquad (6\text{-}6)$$

где Δt_5 — поправка на неточность отсчета показания, наибольшее значение которой при положении мениска ртути между отметками шкалы не превышает половины цены деления; δt_6 — поправка на несоответствие установки прибора, достигающая ±0,5% показания термометра при измерении температуры до 400°С (жидкости, пара, газа и воздуха в трубопроводах) и ±2,5% — до 800°С (пара, газа и воздуха в широких каналах); δt_7 — поправка на несовершенство усреднения температуры по сечению трубопровода или канала, равная ±(0,5—0,7)% показания термометра; n — число измерений за опыт; t' — температура, отсчитанная по шкале термометра.

Поправка на вероятную погрешность измерения лабораторными ртутными термометрами с верхним пределом шкалы 400—500°С составляет ±(3—7)°.

6-4. ПОВЕРКА РТУТНЫХ ТЕРМОМЕТРОВ

Технические и лабораторные ртутные термометры поверяются до и после испытания, а основная поправка их вычисляется как средняя величина из результатов обеих поверок. Приборы поверяются путем сравнения их показаний с показаниями образцовых термометров. Для этой цели применяются термостаты с электрическим нагревателем, заполняемые водой (интервал поверки 1—95°С), минеральным маслом (95—300°С) и селитрой (300—600°С). До и после поверки термометра определяется положение нулевой точки прибора в термостате с тающим льдом. Нулевая точка термометра может смещаться из-за изменения первоначального объема капилляра и термобаллона вследствие термического последействия стекла, появляющегося в результате нагрева и последующего охлаждения термометра.

Порядок поверки ртутных термометров должен соответствовать Инструкции Госстандарта СССР.

6-5. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТЕРМОМЕТРЫ СОПРОТИВЛЕНИЯ

Измерение температуры электрическими термометрами сопротивления (табл. 6-5, 6-6) основано на свойстве проводников и полупроводников изменять свое электрическое сопротивление в зависимости от температуры.

Электрическое сопротивление различных металлов с повышением температуры на один градус увеличивается в пределах 0,25—1,15% общего сопротивления, причем эта зависимость для большинства проводников не является линейной. Электрическое сопротивление полупроводников с ростом температуры уменьшается и при этом весьма значительно. Так, например, при 0°С сопротивление полупроводников составляет 145 000 Ом, при 100°С—3200 Ом, при 200°С—305 Ом.

Основанный на данном принципе измерительный прибор состоит из тепловоспринимающего элемента (термометра сопротивления), вторичного прибора для измерения электросопротивления, источника тока (батареи или аккумулятора или стабилизированного источника питания типа СВ-4М) и соединительных электрических проводов. Теплочувствительные элементы проводниковых термометров сопротивления рассчитывают так, чтобы при температуре 0°С они имели сопротивление 10—100 Ом и незначительные размеры. Это тонкая платиновая (диаметром 0,05—0,07 мм) или медная (диаметром 0,08—0,10 мм) проволока, навитая на изолирующий стержень или расположенная в виде спирали в капиллярах керамических трубок, заполненных порошком окиси алюминия, или в виде безындукционной намотки, покрытой фторопластовой пленкой.

Термометры сопротивления измеряют среднюю температуру среды в зоне расположения их чувствительного элемента (обмотки).

Для испытаний рекомендуется в первую очередь применять следующие виды термометров сопротивления (рис. 6-4):

а) лабораторные, преимущественно платиновые термометры сопротивления с каркасной и бескаркасной намоткой;

б) плоские или цилиндрические бескаркасные термометры конструкции ОРГРЭС. Эти термометры изготовляются из медного эмалированного провода диаметром 0,05 мм. Начальное сопротивление термометров 53 Ом при 0°С (градуировка 23). Плоские термометры выполняются в виде пластин размерами 25×10 мм, толщиной около 0,3 мм, а цилиндрические — на стержне диаметром 0,6 мм. Подгонка сопротивлений термометра, производимая с точностью ±0,02 Ом, осуществляется при комнатной температуре путем сравнения его с бескаркасным эталонным на специальном стенде. Плоские термометры непосредственно наклеиваются на поверхности,

Таблица 6-5

Основные характеристики металлических термометров сопротивления

Чувствительный элемент термометра	Обозначение градуировки	Пределы применения, °С	Средний температурный коэффициент электрического сопротивления, град$^{-1}$	Удельное сопротивление ρ_0, Ом·мм²/м	Номинальное сопротивление R_0, Ом, при 0°С	Допустимые отклонения R_0, ±Ом, для классов точности			Отношение сопротивлений при 100 и 0°С R_{100}/R_0	Допустимые отклонения R_{100}/R_0, ± для классов точности		
						К-1	К-2	К-3		К-1	К-2	К-3
Платина марки Пл-2 или Пл-1	20	0÷650	$3{,}9685\cdot10^{-3}$	0,0981	10	0,005	0,01	—	1,391	0,0007	0,001	—
	21	—200÷+750	$3{,}9685\cdot10^{-3}$	0,0981	46	0,023	0,046	—	1,391	0,0007	0,001	—
	22	—200÷+750	$3{,}9685\cdot10^{-3}$	0,0981	100	0,05	0,10	—	1,391	0,0007	0,001	—
Медь марки ПЭС или ПЭШО	23	—50÷+180	$4{,}26\cdot10^{-3}$	0,0165	53	—	0,053	0,053	1,426	—	0,001	0,002
	24	—50÷+180	$4{,}26\cdot10^{-3}$	0,0165	100	—	0,1	0,1	1,426	—	0,001	0,002

Таблица 6-6

Градуировочные характеристики термометров сопротивления

Температура, °С	Сопротивление термометров, Ом				
	Градуировка				
	Платиновых (ТСП)			Медных (ТСМ)	
	20	21	22	23	24
—50	8,00	36,80	80,00	41,71	78,70
—25	9,00	41,42	90,04	47,36	89,35
0	10,00	46,00	100,00	53,00	100,00
25	11,00	50,55	109,88	58,65	110,65
50	11,97	55,06	119,70	64,29	121,30
75	12,95	59,54	129,44	69,93	131,95
100	13,91	63,99	139,10	75,58	142,60
125	14,87	68,40	148,69	81,22	153,25
150	15,82	72,78	158,21	86,37	163,90
180	16,95	77,99	169,54	93,64	176,68
200	17,70	81,43	177,03	—	—
250	19,56	89,96	195,56	—	—
300	21,38	98,34	213,79	—	—
350	23,17	106,60	231,73	—	—
400	24,94	114,72	249,38	—	—
450	26,67	122,70	266,74	—	—
500	28,38	130,55	283,80	—	—
550	30,06	138,27	300,58	—	—
600	31,71	145,85	317,06	—	—
650	33,33	153,30	333,25	—	—

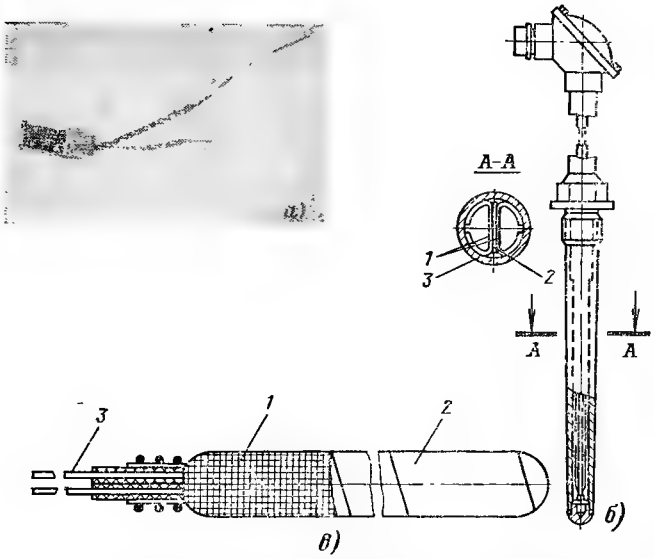


Рис. 6-4. Малоинерционный термометр сопротивления.
а — бескаркасный плоский конструкции ОРГРЭС; *б* — заводского изготовления: *1* — упругие лепестки; *2* — чувствительный элемент; *3* — защитный чехол; *в* — бескаркасный с безиндукционной намоткой: *1* — намотки из медной проволоки; *2* — фторопластовая пленка; *3* — выводы.

температура которых должна быть измерена, или закладываются в пазы. Плоские термометры можно также размещать непосредственно на омываемых средой поверхностях, при этом термометры герметизируются водостойкой перхлорвиниловой эмалью; цилиндрические термометры устанавливаются в гильзы;

в) технические стандартные термометры сопротивления с показателем тепловой инерции 9—80 с (преимущественно бескаркасной или безиндукционной намотки) — платиновые типов ТСП-XXI, ТСП-XXII, ТСП-5071 и серии 5Ц1.821.312.00 и медные типа ТСМ-6097, ТСМ-5071 и серии 5Ц2.821.312.00. Длина чувствительного элемента этих термометров составляет не менее 60—95 мм.

Технические термометры сопротивления типов ТСП (платиновые) и ТСМ (медные) имеют защитный чехол с приваренным к нему неподвижным и подвижным штуцерами.

Термометры сопротивления типов ТСП-I, ТСП-VIII, ТСП-XXI, ТСП-XXII и ТСП-5071 с неподвижным штуцером рассчитаны на рабочее давление среды 3,93—24,5 МПа (40—250 кгс/см^2), а термометры типов ТСП-III, ТСП-XIV — 0,294 МПа (3 кгс/см^2).

Платиновые термометры сопротивления типов ТСП-VIII, ТСП-IX, ТСП-XXII, ТСП-5072, ТСП-5072А и ТСП-5072Б снабжены двумя чувствительными элементами, каждый из которых имеет отдельную пару зажимов в головке термометра.

Двойные термометры сопротивления применяются в случаях, когда необходимо иметь показания двух параллельно включенных приборов — показывающего и самопишущего. Параллельная работа двух вторичных приборов от одного термометра не допускается.

Платиновые термометры сопротивления позволяют измерять температуру среды с погрешностью до ±0,1°С, а медные — до ±1°С.

Недостатками перечисленных приборов являются: сравнительно большая тепловая инерция, необходимость применения сложных вторичных измерительных приборов, использования постороннего источника тока, невозможность установки во взрывоопасных местах.

Терморезисторы обладают более значительным, чем у металлов (в 5—10 раз), отрицательным коэффициентом электрического сопротивления и большим удельным сопротивлением (около 1000 Ом·см), что позволяет создавать из них компактные и малоинерционные приборы (рис. 6-5) для точного измерения невысоких температур жидкостей и газов, а также температуры поверхности тел. Высокое омическое сопротивление терморезистора позволяет не учитывать влияние на результаты измерений сопротивления проводов, соединяющих термометры со вторичными приборами.

Наибольшее распространение для измерения температур рабочих веществ получили выпускаемые приборостроительной промышленностью терморезисторы типов ММТ-1, ММТ-4, ММТ-5, ММТ-6, КМТ-1 и КМТ-4 (табл. 6-7), а также КМТ-11 и КМТ-18 главным образом стержневого и бусинкового исполнения, у которых в рабочих интервалах температур сопротивление меняется по экспоненциальному закону. Во всех этих терморезисторах осуществляется «прямой подогрев», т. е. разогрев рабочего тела полупроводника происходит в результате теплопроводности и излучения от подогревательного элемента. Теплочувствительные элементы полупроводнико-

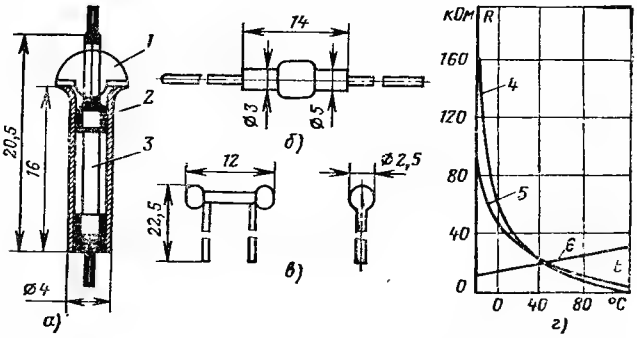


Рис. 6-5. Терморезисторные термометры сопротивления.
а — терморезисторы ММТ-4 и КМТ-4: *1* — стеклянный изолятор; *2* — металлический корпус; *3* — рабочее тело; *б* — терморезистор ММТ-5; *в* — терморезисторы ММТ-1 и КМТ-1; *г* — температурные характеристики терморезисторов и металлического термометра сопротивления (для сравнения); *4* — КМТ-1; *5* — ММТ-1; *6* — медный термометр сопротивления.

Таблица 6-7

Характеристики полупроводниковых термометров сопротивления

Параметр	Тип терморезисторов					
	ММТ-1	ММТ-4	ММТ-5	ММТ-6	КМТ-1	КМТ-4
Номинальное сопротивление, кОм	1—200	1—200	1—200	10—1000	20—1000	20—1000
Температурный коэффициент при 20°С, %/град	До —3,4	До —3,4	До —3,4	До —6	До —6	До —6
Диапазон рабочих температур, °С	От —70 до +120	От —70 до +120	От —70 до +120	От —70 до +120	От —70 до +180	От —70 до +180
Допустимая мощность рассеивания, МВт	400	400	400	50	800	800
Постоянная времени в воздухе, с	80	115	90	—	85	115
Давление измеряемой среды при установке термосопротивлений без герметичных гильз, Па	От $1{,}3\cdot10^3$ до $9{,}8\cdot10^5$	От $1{,}3\cdot10^3$ до $9{,}8\cdot10^5$	—	10^5	От $1{,}3\cdot10^3$ до $9{,}8\cdot10^5$	От $1{,}3\cdot10^3$ до $9{,}8\cdot10^5$

Примечание. В приведенных типах терморезисторов приняты следующие обозначения: ММ — медно-марганцевый; КМ — кобальто-марганцевый; Т — терморезистор; цифры 1, 4, 6 — исполнение (незащищенные — 1 и 6; герметизированные — 4).

вых термометров сопротивления покрываются термостойкими эмалями, а терморезисторы типов ММТ-4 и КМТ-4, кроме того, запаиваются в медную луженую трубку со стеклянным изолятором, что позволяет использовать их в жидких средах и в средах с повышенной влажностью. Выводами в приборах типов ММТ-1,4 и КМТ-1,4 служат медные посеребренные проволочки, а в ММТ-6 и КМТ-18 — никелевые.

Терморезисторы могут надежно работать лишь в определенных температурных пределах. Срок службы терморезисторов достигает 5500—6000 ч и более. Стабильность терморезисторов гарантируется заводом-изготовителем, однако целесообразна периодическая ее проверка. Тепловая инерция терморезистора зависит от его мощности и устройства; для терморезисторов, применяющихся в измерительных целях, она составляет секунды, т. е. меньше, чем инерция других тепловых приборов.

Недостатками терморезисторов является необеспеченность их взаимозаменяемости, необходимость их подбора и индивидуальной подстройки элементов схемы в случае применения в измерительных приборах. Для обеспечения постоянства характеристик терморезисторов в течение длительного времени (200—250 ч) их подвергают искусственному старению.

6-6. ЭЛЕКТРОИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ ТЕРМОМЕТРОВ СОПРОТИВЛЕНИЯ

В качестве вторичных приборов, работающих в совокупности с проводниковыми термометрами сопротивления (рис. 6-6), применяют уровновешенные измерительные мосты: переносные (контрольные и лабораторные) и электронные автоматические (показывающие и самопишущие), а при особо точных измерениях — потенциометры или магнитоэлектрические осциллографы. Использование для измерений логометров ввиду небольшой их точности (±2%) не допускается. Для полупроводниковых термометров сопротивления электроизмерительными приборами обычно служат неуравновешенные мосты с микроамперметрами типа ЭМ-50. Достоинством уравновешенного измерительного моста является независимость его показаний от изменения напряжения источника питания (батареи), однако чувствительность прибора зависит от этого напряжения. Следовательно, при измерении температуры термометрами сопротивления необходимо по возможности обеспечивать постоянное напряжение питания моста.

Точность измерения температуры при помощи уравновешенного моста зависит от чувствительности его нулевого гальванометра. Так, например, мосты с гальванометром, имеющим чувствительность в пределах $1\cdot10^{-6}$—$1\cdot10^{-8}$ А/мм, позволяют измерять температуру с погрешностью ±0,01°. При использовании двухпроводной схемы (рис. 6-6,*а*) на ре-

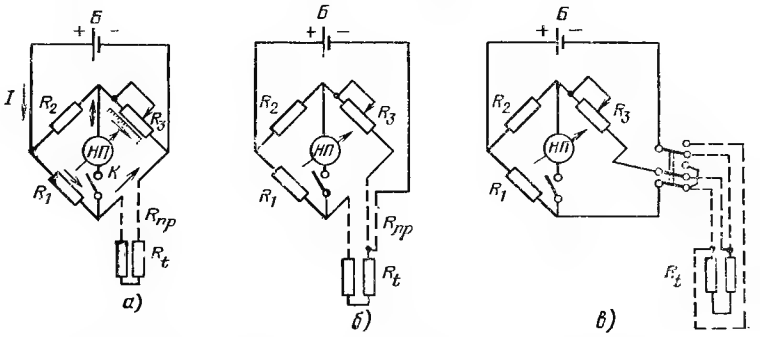


Рис. 6-6. Схемы включения термометров сопротивления в уравновешенный измерительный мост.
а — двухпроводная; *б* — трехпроводная; *в* — четырехпроводная.

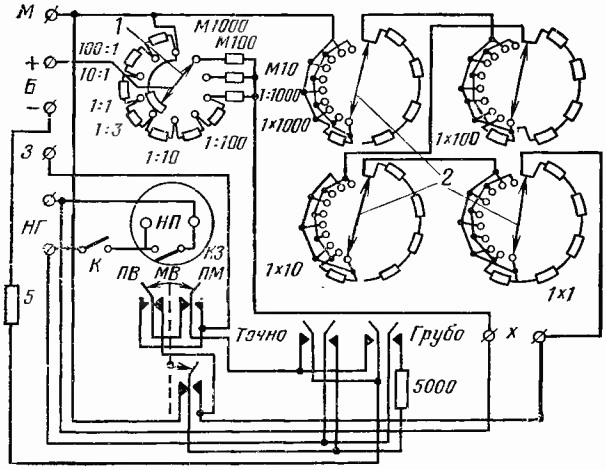


Рис. 6-7. Схема лабораторного уравновешенного моста типа МВУ.

1 — переключатель плеч отношения; *2* — переключатели плеча сравнения.

зультаты измерения оказывает влияние изменение сопротивления соединительных проводов в зависимости от температуры окружающей среды, а также появление в местах их соединений паразитной термо-э. д. с. Уменьшение или полное устранение влияния изменения сопротивления соединительных проводов достигается при трехпроводной схеме (рис. 6-6,*б*), когда одна из вершин моста переносится в головку термометра сопротивления, соединительные провода оказываются включенными в смежные плечи моста и поэтому изменение их сопротивления часто компенсируется. Полная компенсация достигается лишь при так называемом симметричном мосте, т. е. когда $R_1=R_2$.

Исключение влияния паразитных термо-э. д. с. в местах соединений проводов осуществляется, как показано на рис. 6-6,*в*, четырехпроводной схемой включения термометра, предусматривающей поочередное переключение проводов при помощи вспомогательного переключателя, а также установкой измерительного моста в зоне постоянной температуры.

Переносные уравновешенные мосты. При испытаниях должны применяться только рычажные лабораторные мосты. Использование штепсельных мостов из-за ненадежности контактных соединений не рекомендуется. Наиболее часто находит применение переносный (контрольный) уравновешенный мост типа МВУ (рис. 6-7, табл. 6-8) с пределами измерений 0,01—1 000 000 Ом.

Рабочая область измерения моста лежит в пределах 5—100 000 Ом. В этой области погрешность показаний прибора не превышает ±0,5% измеряемой величины, но при значениях измеряемого сопротивления менее 5 или более 100 000 Ом погрешность возрастает до ±5%.

Таблица 6-8

Напряжение источников питания и положения переключателя плеч отношений мостов

Измеряемое сопротивление, Ом	Напряжение источника питания, В	Положение переключателя плеч отношений
10—100	4	1:100
100—1000	6	1:10
1000—10 000	8	1:1
10 000—100 000	20	10:1
100 000—1 000 000	20	100:1

Все части переносного моста типа МВУ закреплены на панели, встроенной в деревянный ящик. На лицевой стороне панели расположены рукоятки пяти декадных переключателей, четыре из которых, соединенные последовательно и имеющие каждый по 9 катушек сопротивлением соответственно 1, 10, 100 и 1000 Ом, образуют рычажный магазин плеча сравнения моста. На этом магазине можно установить любое сопротивление в пределах 1—9999 Ом ступенями в 1 Ом.

Пятый декадный переключатель содержит 10 катушек, из которых 8, соединенных последовательно, образуют плечи отношения моста, а остальные катушки используются для особых измерений.

При измерении температуры переносным мостом типа МВУ следует:

присоединить к зажимам *Б* источник питания соответствующего напряжения, соблюдая полярность включения;

установить стрелку гальванометра на нулевую отметку при помощи корректора нуля;

присоединить к зажимам *Х* моста термометр сопротивления;

освободить арретир нулевого гальванометра кнопкой *КЗ*;

проверить, находятся ли в отжатом состоянии кнопки *Грубо* и *Точно*;

перевести переключатель моста в положение *МВ*;

установить рукоятку переключателя плеч отношения в положение, соответствующее значению измеряемого сопротивления;

установить рукоятки переключателей плеча сравнения в положения, соответствующие предполагаемому значению измеряемого сопротивления;

нажать кнопку *Грубо* и, вращая соответствующие рукоятки переключателей плеча сравнения, установить стрелку гальванометра на нулевую отметку шкалы; затем нажать кнопку *Точно* и окончательно уравновесить измерительный мост.

При использовании двухпроводной схемы, если сопротивление $R_{пр}$ соединительных проводов соизмеримо с сопротивлением термометра R_t, Ом, то

$$R_t=nR-R_{пр}, \qquad (6\text{-}7)$$

Таблица 6-9

Техническая характеристика автоматических электронных уравновешенных мостов и потенциометров

Показатели	Тип уравновешенного моста, потенциометра			
	С линейным контактным реохордом		С нелинейным контактным реохордом	
	КСМ-4 КСП-4	КСМ-2 КСП-2	ЭМП-209М3 ЭПП-09	МС1 ПС1
Основная погрешность от диапазона измерения (Ом), %:				
показаний	±0,25 и ±0,5	±0,5	±0,5	±0,5
записи	±0,5	±1	±0,5	±1
Количество точек измерения	1; 3; 6 или 12	1; 3; 6 или 12	1; 3; 6; 12 и 24	1; 2; 3; 6 или 12
Длина шкалы и ширина диаграммной ленты, мм	250	160	275	160
Время прохождения указателем всей шкалы, с	Не более 2,5 или 10	Не более 2,5 или 10	1; 2,5; 8	2,5 или 8
Скорость продвижения диаграммной ленты (одна из ряда скоростей), мм/ч:				
у одноточечных приборов	I ряд — 20, 60, 240, 720, 1800, 5400 II ряд — 200, 600, 2400, 7200, 18 000, 54 000	20, 40, 60, 120, 240, 600, 1200, 1400	60—9600	20—720
у многоточечных приборов	60, 180, 600, 1800, 2400, 7200	20, 40, 60, 120, 240, 360, 600, 1200, 2400	60—1440 (при прохождении указателем шкалы 2,5 с); 60—2160 (то же для 8 с)	20, 40, 60, 120, 240 и 360
Погрешность скорости продвижения диаграммной ленты от заданной скорости, %	±0,5	±0,5	±0,5	±0,5
Цикл печати, с	1; 4; 12	3 или 9	0,75; 1,5; 3 (для быстродействующих приборов); 0,75—20 (для многоточечных приборов)	3,2—12,8
Питание прибора от сети переменного тока:				
напряжением, В	220	220	220	127 или 220
частотой, Гц	50	50	50	50
Потребляемая мощность, В·А	55	Не более 30	130	60
Температура окружающего воздуха, °С	5—50	5—50	0—50	0—50
Относительная влажность воздуха у прибора, %	30—80	30—80	30—80	30—80
Габаритные размеры, мм	400×400×335	240×320×450	368×507×483	445×330×287

где n — значение отношения плеч моста; R — сопротивление плеча сравнения моста, Ом.

На основании полученного значения R_t по градуировочной табл. 6-6 или графику находятся соответствующая ему температура рабочего вещества.

Существенным недостатком переносных мостов является необходимость установки их от руки в состояние равновесия при каждом очередном измерении температуры.

Автоматические уравновешенные и неуравновешенные мосты. Электронный автоматический уравновешенный мост переменного тока с линейным контактным реохордом и с записью на ленточной складывающейся диаграмме типа КСМ или с нелинейным контактным реохордом типов ЭМП-209 и МС1 (табл. 6-9) соединяется с термометром сопротивления по трехпроводной схеме. Приборы выпускаются на одну и несколько точек измерения. Конструктивно приборы серии КСМ выполняются как в малогабаритном (КСМ-2), так и в крупногабаритном (КСМ-4) исполнении. Приборы серии КСМ выпускаются в обычном и искробезопасном варианте.

В автоматическом электронном мосте вместо показывающего прибора для определения равновесного состояния применяется высокочувствительный нуль-индикатор — электронный усилитель (ЭУ), а уравновешивается мост реверсивным двигателем, перемещающим движок реохорда и управляемым элек-

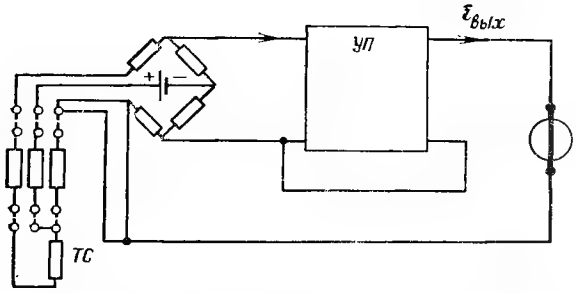


Рис. 6-8. Принципиальная схема автоматического электронного безреохордного неуравновешенного моста типа АК.

тронным усилителем. Схема измерения температуры термометрами сопротивления в комплексе с автоматическим электронным уравновешенным мостом приводится в заводской сопроводительной документации, а также в общетехнической специальной литературе [64, 104].

Серийные электронные автоматические уравновешенные мосты могут быть использованы для измерения температуры с полупроводниковыми термометрами сопротивления. В этом случае вследствие большой разницы в характеристиках металлических и полупроводниковых термосопротивлений измерительная схема моста должна быть пересчитана.

Шкалы приборов типов КСМ, ЭМП и МС1 выполняются как начинающимися с нуля, так и безнулевыми и градуируются при сопротивлении соединительных проводов 5 Ом (сопротивление каждого основного провода 2,5 Ом).

Недостатком применяемых уравновешенных мостов типов КСМ, ЭМП и МС1 является наличие изнашиваемого контактного реохорда,

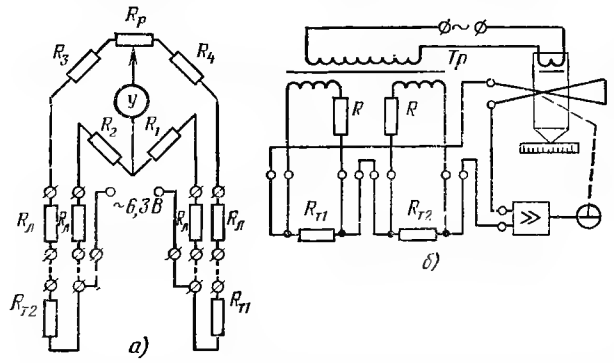


Рис. 6-9. Схемы включения в электрическую цепь термометров сопротивления для измерения разности температур.

а — обычная стандартная схема включения в цепь двух термометров сопротивления ($R_{т1}$, $R_{т2}$): $R_р$ — реохорд; R_1, R_2, R_3, R_4 — резисторы; *У* — электронный усилитель; $R_л$ — резисторы для подгонки сопротивления соединительных линий; 6,3 В — напряжение питания моста от дополнительной обмотки силового трансформатора; *б* — включение двух термометров в прибор с бесконтактным линейным преобразователем типа КБ.

что в ряде случаев приводит к выходу мостов из строя. Поэтому в последнее время начинают применять безреохордные приборы, осуществляющие измерение методами бесконтактной компенсации. Примером может служить автоматический компенсатор типа АК-1 (рис. 6-8).

Термометр сопротивления R_t включается в одно из плеч неуравновешенного моста. Мост уравновешен при значении измеряемой температуры, равной нижнему пределу измерения. При изменении температуры, а следовательно, и сопротивления R_t на вход электронного усилителя поступает напряжение, измеряемое методом статической компенсации.

Ток $i_{вых}$ последнего каскада усилителя измеряется магнитоэлектрическим прибором. Точность прибора ±0,5% диапазона измерения.

На рис. 6-9,*а* показана схема включения в электрическую цепь двух термометров сопротивления, с помощью которых может быть измерена разность температур. Для этой цели могут быть использованы и приборы типа КБ (рис. 6-9,*б*).

Принцип действия прибора типа КБ основан на компенсационном методе измерения разности двух напряжений, возникающих при изменении сопротивления термометров в зависимости от температуры в местах их размещения, и напряжения, возникающего в диагонали неуравновешенного моста, двумя смежными плечами которого являются термометры сопротивления $R'_{т1}$ и $R''_{т2}$. Компенсирующим устройством прибора служит бесконтактный линейный преобразователь, включающий обмотку возбуждения и измерительную обмотку, напряжение которой пропорционально перемещению подвижного магнитопровода. Для согласования фаз измеряемого напряжения и напряжения компенсации питание прибора производится от специального трансформатора (*Тр*), первичная обмотка которого включается в цепь питания последовательно с обмоткой компенсирующего преобразователя. Такое включение исключает влияние изменения частоты и питающего напряжения, а также окружающей температуры на точность измерения. Для уменьшения влияния соединительных линий на точность измерения термометры сопротивления подключаются к одноточечному прибору по четырехпроводной, а в многоточечных — по трехпроводной схеме. Благодаря большим сопротивлениям *R*, включенным в токовые цепи, токи практически не зависят от изменения сопротивления термометров.

Потенциометрический метод измерения сопротивления

Потенциометрический метод измерения сопротивления термометров (рис. 6-10) прост и обладает высокой точностью. Этот метод может быть рекомендован лишь для измерения температур при стационарных процессах или при очень медленно изменяющейся температуре среды.

Источником питания в схеме принят аккумулятор, ток которого снижается регулировочным сопротивлением $R_{рег}$ до значения не более 9 мА в зависимости от типа потенциометра (ток 10 мА и более недопустим, так как приводит к нагреву теплочувствительного элемента термометра). Последовательно с источником тока включены контрольное сопротивление $R_{кон}$, значение которого известно и соизмеримо с значением R_t, милли-

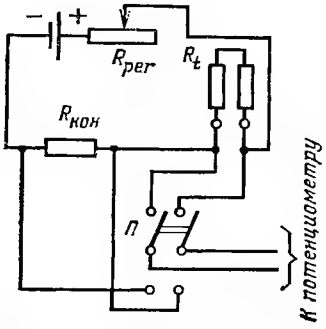


Рис. 6-10. Схема включения термометра сопротивления с потенциометром.

амперметр и теплочувствительный элемент термометра сопротивления R_t. Разности потенциалов на зажимах контрольного сопротивления $\Delta v_к$ и термометра сопротивления Δv_t измеряются потенциометром $П$, подключаемым посредством переключателя. Поочередно измеряя падение напряжения $\Delta v_к$ и Δv_t, находят R_t по уравнению

$$R_t = \frac{\Delta v_t}{\Delta v_к} R_{кон}. \qquad (6\text{-}8)$$

По значению R_t, пользуясь градуировочной таблицей термометра сопротивления, определяют температуру.

6-7. УСТАНОВКА И ПОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ТЕРМОМЕТРОВ СОПРОТИВЛЕНИЯ

Требования к установке термометров сопротивления такие же, как и для ртутных термометров. Перед установкой термометра сопротивления проверяют цельность чувствительного элемента и сопротивление изоляции (с помощью мегаомметра с номинальным напряжением 500 В), которое при нормальных температуре и влажности должно быть не менее 20 МОм. Если чувствительный элемент термометра не нарушен, а сопротивление изоляции меньше нормы, термометр следует просушить, после чего снова измерить сопротивление, которое при отсутствии механических повреждений должно восстанавливаться. Соединительные линии от термометров сопротивления к вторичным приборам должны быть выполнены медным проводом типа ПР-500 или кабелем с медными жилами типа КВРГ и КНРГ сечением не менее 1,2—1,5 мм².

Правила установки уравновешенных измерительных мостов те же, что и соответствующих типов потенциометров (см. § 6-18). Параллельное присоединение к лабораторному, электронному дисковому или ленточному одноточечному автоматическому мосту нескольких однотипных термометров сопротивления осуществляется при помощи щеточно-пружинного переключателя типа ПМТ.

Технические термометры сопротивления поверяются при 0°С в термостате с тающим льдом и при 100°С в паровом или масляном термостате с электрическим нагревателем.

Лабораторные и электронные автоматические мосты подвергаются периодической поверке при помощи точных магазинов сопротивления типов ШМС, МСЛ-49 или МСР-54. Рекомендуется также проводить поверку всей измерительной установки в целом, т. е. термометр сопротивления, уравновешенный мост и соединяющие их провода. Поверки должны выполняться согласно Инструкции Госстандарта СССР.

6-8. ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТЕРМОМЕТРЫ

Термоэлектрический термометр состоит из: первичного прибора (термопары), непосредственно соприкасающегося с нагретой средой, или материалом (рис. 6-11), вторичного электроизмерительного прибора (потенциометра или пирометрического милливольтметра), соединительных линий (соединительных и компенсационных проводов), связывающих между собой первичный и вторичный приборы.

Принцип работы термоэлектрических термометров общеизвестен. Наибольшим преимуществом их являются малые размеры и связанная с этим незначительная тепловая инерция. Диапазон температур, измеряемых этими термометрами, лежит в пределах от —200 до +2000°С. При этом они позволяют определить точечное значение температуры в месте установки теплочувствительного элемента (рабочего конца термопары).

6-9. ТЕРМОПАРЫ

Для измерения температуры должны применяться термопары, предварительно проверенные в работе и имеющие точно известные характеристики (табл. 6-10 и 6-11). Все перечисленные в табл. 6-10 термопары достаточно хорошо противостоят окислительной атмосфе-

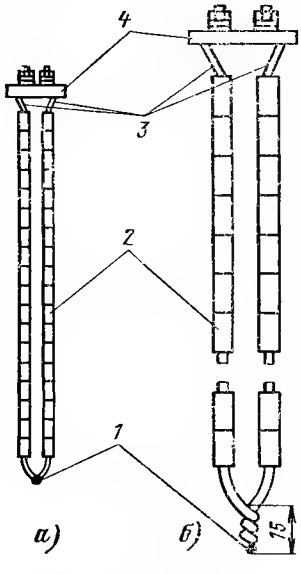


Рис. 6-11. Термопары.

а — с тонкими термоэлектродами; *б* — с толстыми термоэлектродами: *1* — рабочий конец; *2* — изоляторы (бусы); *3* — термоэлектроды; *4* — головка с зажимами.

Таблица 6-10

Характеристики применяемых при испытаниях котельных установок термопар

Наименование термопары	Обозначение градуировки	Пределы применения, °С: Нижний	Верхний: длительно	Верхний: кратковременно	Термо-э.д.с., мВ, при t=100°С и t_0=0°С	Допустимые отклонения термо-э.д.с. термопар от стандартной, ±мВ: До 300°С	Свыше 300°С
Стандартные							
Платинородий-платиновая	ПП-1	—20	1300	1600	0,643	0,01	$0,01+2,5\cdot10^{-5}(t-300)$
Платинородий 30—платинородиевая 6	ПР-30/6	+300	1600	1800	0	—	$0,01+3,3\cdot10^{-5}(t-300)$
Хромель-алюмелевая	ХА	—50	1000	1300	5,10	0,16	$0,16+2,0\cdot10^{-4}(t-300)$
Хромель-копелевая	ХК	—50	600	800	6,95	0,20	$0,20+6,0\cdot10^{-4}(t-300)$
Никель-кобальтовый сплав — специальный алюмель	НС	+300	1000	—	0	0,12	0,15 (для $t>400$°С)
Нестандартные							
Силицид молибдена-графитная	—	+400	1700	2200	—	—	—
Силицид молибдена — силицид вольфрама	ТМСВ	+300	1650	2000	—	—	—
Вольфрам-молибденовая	ВМ	+900	2000	—	—0,52	—	—
Медь-константановая	МК	—200	200	500	4,16	—	Допустимая погрешность градуировки: до 200±2,5°С, до 300÷350—±3,5°С
Железо-константановая	Ж	—200	600	800	5,11	—	До 200±2°С, до 700±±4°С
Железо-копелевая	ЖК	—50	600	800	5,75	—	То же

Примечания: 1. Под длительным применением подразумевается работа в неагрессивной для данной термопары среде сроком до 1000 ч при условии изменения градуировки не более чем на 1%; под кратковременным—работа в тех же условиях в течение 1—2 ч.

2. Нестандартные термопары должны подвергаться индивидуальной градуировке, так как промышленность не выпускает специального термоэлектродного материала (константана, железа, вольфрама, молибдена, рения и др.).

ре, но подвержены вредному действию восстановительной среды и агрессивных газов. У термопар градуировок ПР-30/6 и НК-СА развиваемая в диапазоне температур 0—300°С термо-э. д. с. очень мала, благодаря чему отпадает необходимость введения поправок на изменение температуры свободных концов (холодного спая), значение которой практически не оказывает влияния на результаты измерения. По жаростойкости термопара из сплава НК-СА не уступает хромель-алюмелевой, однако развиваемые ею термо-э. д. с. значительно ниже при измерении одних и тех же температур.

Таблица 6-11

Градуировочные характеристики термопар при температуре свободных концов 0°С

Температура, °С	Стандартные термопары: Термо-э.д.с., мВ, при градуировке: ПП-1	ПР-30/6	ХА	ХК	НС	Нестандартные термопары: МК	Ж	ЖК
0	0,00	—	0,00	0,00	—	0	0	0,00
10	0,055	—	0,40	0,65	—	—	—	0,54
30	0,173	—	1,20	1,98	—	—	—	1,65
50	0,299	—	2,02	3,35	—	—	—	2,78
100	0,643	—	4,10	6,95	—	4,16	5,15	5,75
200	1,436	—	8,13	14,66	—	8,87	10,60	12,00
300	2,314	0,456	12,21	22,91	0,33	14,13	16,25	18,10
400	3,249	0,812	16,40	31,49	1,60	20,04	21,90	24,55
500	4,218	1,268	20,65	40,16	3,41	26,19	27,60	30,90
600	5,220	1,821	24,91	49,02	5,36	—	33,35	34,40
700	6,256	2,467	29,15	57,77	7,30	—	39,30	44,10
800	7,325	3,201	33,32	66,42	9,41	—	45,50	51,15
900	8,428	4,019	37,37	—	11,42	—	—	—
1000	9,564	4,913	41,32	—	13,39	—	—	—
1100	10,732	5,876	45,16	—	—	—	—	—
1200	11,923	6,902	48,87	—	—	—	—	—
1300	13,129	7,982	52,43	—	—	—	—	—
1400	14,338	9,109	—	—	—	—	—	—
1500	15,537	10,274	—	—	—	—	—	—
1600	16,714	11,471	—	—	—	—	—	—
1700	—	12,691	—	—	—	—	—	—
1800	—	13,927	—	—	—	—	—	—

Для защиты термоэлектродов термопар применяются чехлы, открытые со стороны рабочего конца (горячий спай) с целью уменьшения тепловой инерции приборов. В качестве материалов для изоляции термоэлектродов термопар при измерении температуры в пределах 100—1400°С применяются фарфоровые или шамотовые бусы (одно- и двухканальные), магнезитовые трубочки, кремнеземистая лента КЛ-11 и стержневой поролон. Для невысоких температур (150°С), изоляцией может служить асбестовый шнур, лак, шелк, хлопчатобумажная пряжа и т. п. Применяя асбестовую изоляцию, следует учитывать, что она обладает небольшой механической прочностью и при попадании на нее влаги может привести к короткому замыканию термоэлектродов и появлению паразитной электролитической э. д. с.

Химический состав термоэлектродных материалов, идущих на изготовление термопар, изменяется в пределах установленных техно-

логических допусков, что отражается на развиваемой ими термо-э. д. с. С целью получения общей (стандартной) градуировки каждой термопары в отдельности при изготовлении последних применяется следующий метод комплектования термоэлектродов.

Термоэлектродный провод от каждой выпускаемой заводом-изготовителем партии материала градуируется в паре с химически чистой платиной. В зависимости от полученного значения термо-э. д. с. как положительные, так и отрицательные термоэлектроды разбиваются на четыре группы. Отклонение значений термо-э. д. с. в пределах каждой группы не должно превышать ±0,15 мВ, а между отдельными группами ±0,5 мВ. Группа термоэлектродного материала указывается заводом-изготовителем на бирке, прикрепляемой к каждой связке проволоки, и в прилагаемом к материалу паспорте. При изготовлении термопар со стандартной градуировкой каждой группе положительных термоэлектродов должна соответствовать та же группа отрицательных. Для определения термоэлектрических характеристик изготовленных таким образом термопар часть этих приборов направляется для поверки в органы метрологической службы Госстандарта СССР. Поверенные ими образцы термопар снабжаются аттестатами.

Для обеспечения постоянства характеристик термопар термоэлектродную проволоку необходимо предварительно подвергнуть «старению», для чего она должна не менее 1 ч нагреваться электрическим током до верхнего температурного предела градуировки. Кроме того, термоэлектродный материал должен быть проверен на его однородность (рис. 6-12). Для этого к связке исследуемой термоэлектродной проволоки присоединяется скруткой отрезанный от нее конец термоэлектрода; место скрутки проводов (рабочий конец) помещается в электрическую трубчатую печь. Противоположный конец термоэлектрода и исследуемая проволока на расстоянии 0,5—1 м от места скрутки (свободные концы) присоединяются к зажимам нулевого гальванометра. В печи поддерживается постоянная температура, соответствующая рабочим условиям измерения и определяется лабораторной термопарой (обычно типа ПП-1), соединенной с переносным (контрольным) потенциометром. Если термоэлектродный материал однороден, то в цепи не будет возникать термо-э. д. с. и стрелка гальванометра будет находиться на нулевой отметке шкалы. Практически состав термоэлектродной проволоки не бывает однородным, и поэтому всегда наблюдается некоторое отклонение стрелки гальванометра в ту или другую сторону от нулевого положения. Эти отклонения отмечаются в протоколе. По-

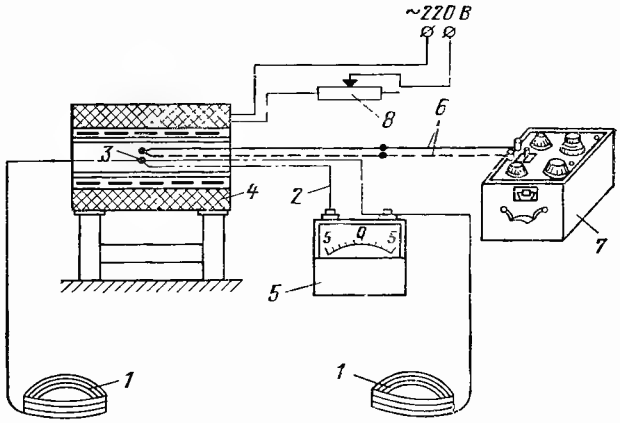


Рис. 6-12. Схема установки для проверки однородности термоэлектродов.

1 — связка термоэлектродной проволоки; *2* — термоэлектрод; *3* — рабочий конец термоэлектрода; *4* — электрическая трубчатая печь; *5* — нулевой гальванометр; *6* — лабораторная термопара; *7* — потенциометр; *8* — реостат.

добным образом последовательно проверяется вся связка исследуемой проволоки. Результаты проверки сопоставляются с допустимыми отклонениями для материала данного вида.

Для изготовления термопар необходимо применять термоэлектродную проволоку следующих диаметров, мм:

Из платинородия и платины	0,25—0,6
Из хромеля, алюмеля и копеля	0,35—1,2
Из меди, железа и константана	0,8—1,7

Применение проводов диаметрами меньше указанных нежелательно по условиям механической прочности термоэлектродов, а больше указанных недопустимо из-за значительной утечки тепла по термоэлектродам от рабочего конца и увеличения тепловой инерции термопары.

Рабочий конец термопары изготовляется спайкой или сваркой концов термоэлектродов. Спайка применяется при изготовлении термопар из проводов диаметром меньше 0,6 мм. Сварка ведется электрической дугой в стык или с предварительным скручиванием концов термоэлектродов. Во избежание появления паразитной термо-э. д. с. термоэлектродов, при скрутке их концов следует делать 2—3 витка общей длиной не более 15 мм (рис. 6-11,*б*).

При сварке термоэлектродов электрической дугой они присоединяются вместе к одному из зажимов вторичной обмотки трансформатора, а к другому зажиму подключается графитовый электрод. Сближение между собой округленных концов термопары и графитового электрода приводит к образованию дуги, которая расплавляет свариваемый металл. Термоэлектроды из неблагородных металлов сваривают под слоем флюса (буры) с присыпкой расплавленного металла кварцевым песком, а из благородных—без применения флюса.

Диаметр спая рабочего конца термопары рекомендуется выполнять следующих разме-

ров: для измерения температуры до 450—550°С — не более 1 мм; до 700°С — не более 1,5—2 мм и до 1000°С — не более 2—3 мм.

Основным недостатком термопар является сравнительно небольшая по значению создаваемая ими термо-э. д. с., особенно в диапазоне температур 0—100°С. Ввиду этого для увеличения точности измерения невысоких температур или небольших разностей их применяются термобатареи и дифференциальные термопары. У термобатареи (рис. 6-13,*а*) рабочие и свободные концы располагаются соответственно в зонах одинаковых температур. Термо-э. д. с., развиваемая термобатареей, пропорциональна числу соединенных термопар, однако, поскольку сопротивления отдельных термопар не всегда точно равны между собой, термобатарею перед установкой необходимо градуировать. Дифференциальная термопара (рис. 6-13,*б*), у которой оба конца являются рабочими, применяется для измерения разности температур между двумя точками.

Для измерения температуры воды, пара, воздуха и дымовых газов серийно выпускаются термопары нескольких разновидностей по длине рабочей части (от 40 до 3200 мм) и по конструкции защитных чехлов с уменьшенной тепловой инерцией: платинородий-платиновые (ТПП-II, ТПП-1378 и ТПП-0555); платинородий-платинородиевые (ТПР-0555, ТПР-1378 и ТПР-0475), хромель-алюмелевые (ТХА-VIII, ТХА-146, ТХА-427, ТХА-V-XV и ТХА-0515) и хромель-копелевые (ТХК-VIII, ТХК-284, ТХК-V-XV, ТХК-0665, ТХК-0515, ТХК-387). Эти термопары предназначены в основном для контроля температур в эксплуатации и могут быть рекомендованы в зависимости от инерционности (от 7 с до 1,5 мин) для применения исходя из задач испытаний.

Термопары из тугоплавких материалов, например вольфрам-молибденовые (ВМ), вольфрам-графитовые (ВГ), имеют ряд недостатков. Вольфрам-молибденовые термопары развивают невысокую, к тому же нестабильную термо-э. д. с., в интервале от 0 до 1100°С она отрицательна, около 1100°С — равна нулю, а при повышении температуры становится положительной, достигая при 2000°С небольшого значения — примерно 4,5—5 мВ. Материалы термоэлектродов этих термопар не выносят окислительной газовой среды.

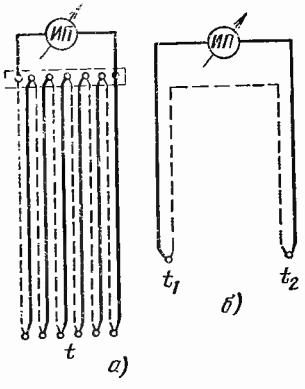


Рис. 6-13. Специальные типы термопар.
а — термобатарея; *б* — дифференциальная термопара.

По химической стойкости в различных средах рекомендуются следующие термопары с термоэлектродами из: силицида молибдена — графита или силицида молибдена — силицида вольфрама для окислительных газовых сред; карбида титана — графита или карбида циркония — графита для нейтральных и восстановительных сред и кратковременно для окислительной среды.

Зависимость термо-э. д. с. от температуры для этих термопар близка к линейной. Термопары градуируют строго индивидуально. Тепловая инерция их составляет 1,5—2,2 мин.

При измерении умеренных (до 300°С) или низких (от —80 до 180°С) температур из числа нестандартных термопар широко используются медь-константановые (МК), железо-копелевые (ЖК) и железо-константановые (Ж). Следует учитывать, что медь при температуре выше 250°С сравнительно быстро окисляется, железо в присутствии влаги может корродировать, а их термоэлектрические свойства в связи с этим изменяются. Разброс развиваемой этими термопарами термо-э. д. с. при разных сортах железного и константанового проводов составляет ±7%.

6-10. СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ И ТЕРМОЭЛЕКТРОДНЫЕ (КОМПЕНСАЦИОННЫЕ) ПРОВОДА

Термоэлектрический термометр дает правильные показания лишь в случае, когда температура свободных концов равна значению, при котором производилась градуировка термопары (обычно 0°С). Если свободные концы имеют температуру выше градуировочной, то вторичный электроизмерительный прибор будет давать заниженные показания, а ниже градуировочной — завышенные. В этих случаях к показанию термоэлектрического термометра необходимо вводить поправку на изменение температуры свободных концов термопары.

Для удобства введения указанной поправки температуру свободных концов при измерении необходимо поддерживать по возможности постоянной. Это условие трудно выполнить, если свободные концы будут находиться около места установки термопары (на зажимах ее головки), в связи с чем при помощи термоэлектродного (компенсационного) провода, производящего как бы наращивание термопары, они переносятся в место с более постоянной и низкой температурой — из точки *А* в точку *Б* (см. рис. 6-14).

Таблица 6-12

Характеристика компенсационных (термоэлектродных) проводов

Наименование термопары	Компенсационный провод				Термо-э.д.с. проводов в паре между собой мВ при 100°С и $t_{с.к}$=0°С	Сопротивление провода, Ом/м, при сечениях, мм²		
	Марка	Обозначение	Материал проводов и расцветка	Номинальное сечение, мм²		1,0	1,5	2,5
Платинороций-платиновая (ПП-1)	ПКВ; ПКВ-1; ПКТВ; ПКТВ-1	П	Медь—сплав ТП (красная—зеленая)	2,5	0,64±0,03	—	—	0,02
				1,0; 1,5; 1,8; 2,5		0,05	0,03	0,02
	ПКВП			1,0		0,05	—	—
Хромель-алюмелевая (ХА)	ПКВ; ПКВ-1 ПКТВ; ПКТВ-1	М	Медь—константан (красная—коричневая)	2,5	4,10±0,15	—	—	0,21
				1,0; 1,5; 1,8; 2,5		0,52	0,35	0,21
	ПКВП			1,0		0,52	—	—
	ПКЛ или ПКСЛ			1,5; 1,8; 2,5		—	0,35	0,21
	ПКЛЭ или ПКСЛЭ			1,5; 2,5		—	0,35	0,21
Хромель-алюмелевая (ХА)	—	ХА	Хромель—алюмель (фиолетовая—черная)	1,0; 1,5; 2,5	4,10±0,15	0,92	0,63	0,38
Хромель-копелевая (ХК)	ПКВ; ПКВ-1 ПКТВ; ПКТВ-1	ХК	Хромель—копель (фиолетовая—желтая)	2,5	6,90±0,30	—	—	0,46
				1,0; 1,5; 1,8; 2,5		1,15	0,77	0,46
	ПКВП			1,0		1,15	—	—
	ПКЛ или ПКСЛ			1,5; 1,8; 2,5; 1,5; 2,5		—	0,77	0,46
						—	0,77	0,46
Железо-копелевая (ЖК)	—	ЖК	Железо—копель (белая—желтая)	1,0; 1,5; 2,5	5,75±0,25	0,61	0,41	0,24
Вольфрам (5%)—рениевая (20%)	ПКГВ; ПКГВЭВ	МН-2,4	Медь—мединикелевый сплав	1,0; 1,5; 1,8	—	—	—	—
Вольфрам (10%)—рениевая (20 %)	ПКГВ; ПКГВЭВ	МН-1,2	Медь—мединикелевый сплав	1,0; 1,5; 1,8	—	—	—	—

Термоэлектродный провод изготовляется из тех же материалов, что и термоэлектроды термопары, или из материалов, близких к ним по своим термоэлектрическим свойствам. Для измерений применяются термоэлектродные провода с различного рода изоляциями следующих марок:

ПКВ — гибкий с поливинилхлоридной изоляцией в поливинилхлоридной оболочке (для прокладки в сухих и сырых помещениях при температуре до 65°С);

ПКТВ — то же, что ПКВ гибкий;

ПКВП — то же в оплетке из стальной проволоки;

ПКЛ — с изоляцией из лавсановой пленки с обмоткой стекловолокном или волокном «лавсан» в общей оплетке из волокна «лавсан» (для прокладки в условиях температур до 120°С);

ПКЛЭ — то же экранированный;

ПКГВ — гибкий с поливинилхлоридной изоляцией и оболочкой (для присоединения термопар при температуре окружающей среды до 65°С);

ПКГВЭВ — то же экранированный;

КТМС — кабель термопарный с магнезиальной изоляцией термоэлектродов в общей гибкой жаропрочной оболочке из нержавеющей стали (марки Н19Т или 1Х181110Т).

Кабель КТМС используется в основном как компенсационный провод для присоединения термопар от вставок на трубах обогреваемых поверхностей, находящихся в газоходах котлоагрегата. Кабель выпускается промышленностью по местным техническим условиям (ТУ 16-06-468-69) в двух- и четырехжильном однопроволочном исполнении. Основные характеристики кабеля КТМС:

наружный диаметр оболочки кабеля — от 1 до 7,2 мм при ее толщине от 0,15 до 0,85 мм;

материал термоэлектродов — хромель-алюмель или хромель-копель, диаметр от 0,15 до 1,2 мм;

предельная рабочая температура для кабеля с жилами ХА — до 800—1000°С, с жилами ХК — до 600°С.

Кабель устойчив к вибрации и ударным нагрузкам. Из-за повышенной гигроскопичности изоляции требуется качественная герметизация кабеля при его установке для испытаний.

Кабель поставляется в бухтах длиной не менее: 200 м при диаметре оболочки 1,5 мм, 100 м при диаметре оболочки 3 мм и 20 м при диаметре оболочки 6 мм. Термоэлектроды кабеля КТМС могут быть применены и для изготовления термопар, однако ввиду непостоянства их градуировочных характеристик для различных партий поставки (разница в показаниях до 5—15° и более) использование этих термопар допустимо только при их индивидуальной градуировке в лабораториях Госстандарта СССР.

В комплекте с электронными потенциометрами должен применяться компенсационный провод марки ПКЛЭ или ПКГВЭВ или ПКСЛЭ.

Термоэлектрические свойства термопар и термоэлектродных проводов примерно соответствуют друг другу в диапазоне температур 0—150°С, поэтому при равенстве температур в местах соединения электродов термопары с термоэлектродным проводом, т. е. на ее зажимах, не возникает паразитной термо-э. д. с. Следовательно, при измерении необходимо надежно обеспечить равенство температур в местах присоединения термоэлектродных проводов. Присоединение жил термоэлектродного провода к термопаре должно производиться в соответствии с их полярностью, иначе возникает значительная погрешность измерения. Для определения полярности жил термоэлектродных проводов оплетка их имеет различную опознавательную расцветку (табл. 6-12). Компенсационные провода должны быть снабжены аттестатами. Расхождения в значениях термо-э. д. с., создаваемых при одинаковых условиях термоэлектродным проводом и термопарой, не должны превышать ±0,2%.

6-11. ТЕРМОСТАТИРОВАНИЕ СВОБОДНЫХ КОНЦОВ ТЕРМОПАР

Постоянство температуры свободных концов термопары достигается помещением их в специальные термостаты — обычно в стеклянные сосуды с двойными стенками (сосуды Дьюара), заполненные тающим льдом. Каждый свободный конец термопары помещают в пробирку с обезвоженным трансформаторным маслом и погружают в термостат для поддержания температуры свободных концов, равной 0°С. Пробирки в термостате не должны

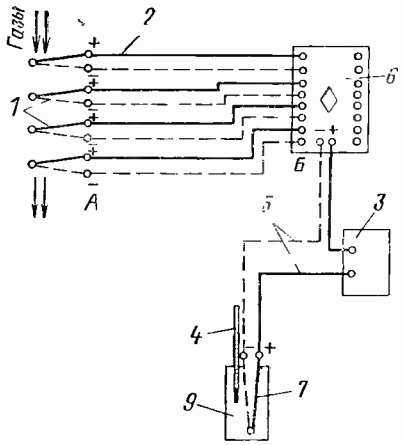


Рис. 6-14. Схема группового термостатирования с вынесением свободных концов в зону постоянных температур.
1 — термопара; *2* — компенсационный провод; *3* — вторичный прибор; *4* — термометр; *5* — соединительные провода; *6* — переключатель; *7* — встречная термопара; *8* — см. рис. 6-15; *9* — сосуд с маслом.

касаться дна и стенок сосуда. В качестве термостата применяется также металлический коллектор с защитными гильзами [7, 102], охлаждаемый проточной водой, имеющей постоянную и низкую температуру. Свободные концы термопар аналогично помещаются в пробирки с маслом и устанавливаются в гильзы коллектора. Температура охлаждающей воды в коллекторе измеряется ртутным термометром, установленным в защитной гильзе. Для термостатирования используется и массивная чугунная коробка, наполненная смесью сухих изоляционных материалов. Значительная тепловая инерция такой коробки, в центре которой располагаются свободные концы термопары, сглаживает небольшие колебания температуры окружающего воздуха. Коробка снабжается ртутным термометром и двумя штуцерами для ввода компенсационного и вывода медных соединительных проводов.

Для измерения температуры свободных концов термопар рекомендуется применять ртутные термометры с ценой деления шкалы не более 0,5°С. Наиболее предпочтительной схемой термостатирования свободных концов термопар с применением переносных вторичных приборов является схема общего термостатирования группы однородных термопар с помощью погруженной в термостат дополнительной термопары, включенной навстречу основным (рис. 6-14). При наличии компенсационных проводов от термопар к переключателю применяется схема включения с дополнительной встречно включенной термопарой, погруженной в сосуд с обезвоженным трансформаторным маслом (рис. 6-15).

Наряду с термостатированием применяется также автоматическая компенсация изменения

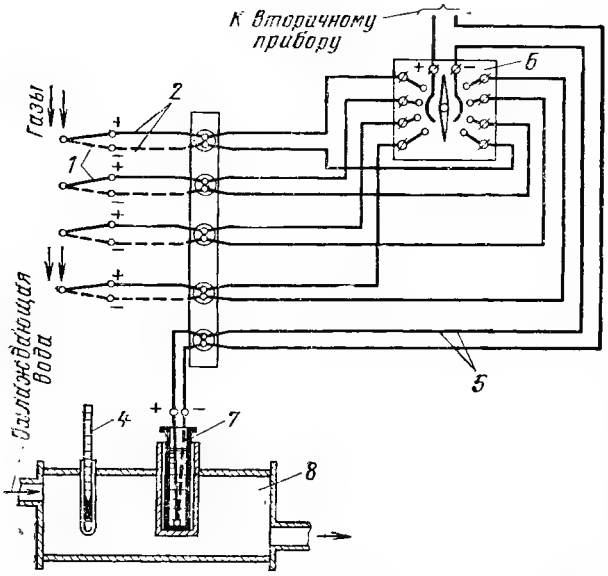


Рис. 6-15. Схема общего термостатирования свободных концов однородных термопар и прямым соединением термопар компенсационным проводом с переключателем.

8 — термостат; остальные обозначения см. на рис. 6-14.

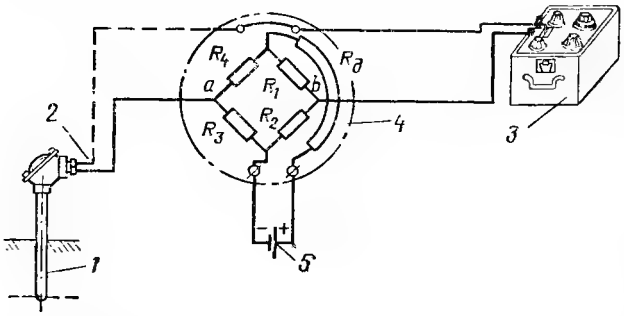


Рис. 6-16. Электрическая схема автоматической компенсации температуры свободных концов термопары.

1 — термопара; *2* — компенсационный провод; *3* — потенциометр; *4* — компенсационная коробка; *5* — источник питания.

температуры свободных концов в компенсационной коробке типа КТ-54 (рис. 6-16), питаемой от постороннего источника постоянного тока.

В этой схеме термопара посредством компенсационного провода включается последовательно с электроизмерительным прибором в диагональ неуравновешенного измерительного моста компенсационной коробки. К другой диагонали моста присоединяются источник постоянного тока напряжением 4 В и добавочный резистор $R_д$. При температуре окружающего воздуха 20°С мост находится в состоянии равновесия и разность потенциалов между его вершинами *a* и *b* отсутствует. С изменением температуры окружающей среды равновесие моста нарушается и между вершинами *a* и *b* появляется разность потенциалов. Одновременно с этим изменяется и развиваемая термопарой термо-э. д. с., так как свободные концы термопары находятся на зажимах компенсационной коробки. Сопротивления плеч моста подбираются таким образом, чтобы возникающая в его диагонали разность потенциалов была равна изменению термо- э. д. с. термопары, но имела противоположное с ней направление. Вследствие этого показания термоэлектрического термометра будут определяться только температурой рабочего конца термопары.

Для термопар различных градуировок компенсационные коробки типа КТ-54 отличаются только добавочным резистором. Потребляемый коробкой ток составляет для термопар градуировок ПП, ХА и ХК соответственно 6,2; 42 и 68 мА. Допустимое колебание потребляемого тока ±2% указанных выше значений. Погрешность компенсации не превышает 0,04 мВ на каждые 10°С отклонения температуры свободных концов термопары от нормальной температуры (+20°С). Вносимое коробкой в цепь термопары сопротивление составляет около 1 Ом. Во избежание взаимного влияния групп термопар коробки типа КТ-54 нельзя объединять общими линиями к источникам питания. Работа коробок КТ-54 допускается при температурах не выше 50°С.

В качестве источника постоянного тока для питания коробок КТ-54 применяются аккумуляторные батареи емкостью 60 А·ч или сетевые выпрямители тока типов СВ-4, СВ-4М. Выпрямитель дает постоянное напряжение 4±0,2 В при напряжении сети 220—127 В, 50 Гц и активной нагрузке во внешней цепи постоянного тока 65 мА.

6-12. ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛИ ДЛЯ ТЕРМОПАР

Переключатели должны быть по возможности двухполюсными—пружинными или с ртутными контактами, применение штепсельных переключателей допускается лишь при наличии у них ртутных контактов. Использование однополюсных переключателей нежелательно из-за возможного контакта между цепями отдельных термопар, приводящего к искажению результатов измерений.

Наиболее часто применяются малогабаритные щеточно-пружинные переключатели типов ПМТ или МГП-10. Провода, идущие от термопар, подсоединяются к переключателю ПМТ через штепсельный разъем, к штырям которого они припаиваются. Штепсельный разъем может быть прямым или угловым. Для удобства измерений при испытании целесообразно снять входной штепсельный разъем и закрепить переключатель в специальной коробке с винтовыми зажимами (рис. 6-17).

Переключатель типа ПМТ выпускается на 4, 6, 8, 12 и 20 точек переключения, а переключатель типа ПГП на 10 точек, причем одна из них предназначается для проверки «электрического нуля» вторичного прибора. Переключатель рассчитан на рабочее напряжение 24 В и максимальный ток 0,15 А. На каждом контакте он обеспечивает не менее 20 000 включений.

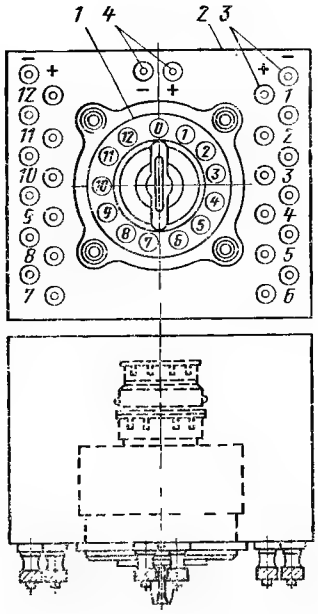


Рис. 6-17. Щеточный переключатель с коробкой.
1 — переключатель; *2* — коробка; *3* — зажимы для присоединения термопары; *4* — зажимы для присоединения вторичного прибора.

Переходное сопротивление контактов не превышает 0,01 Ом. Для обеспечения надежной работы переключателей необходимо:

перед установкой проверить каждую пару зажимов на отсутствие обрыва в их цепях;

периодически, не реже чем через 40—60 ч их работы, обдувать контактные поверхности воздухом или протирать их чистой тканью, а также шлифовать контакты и щетки притирочной пастой.

6-13. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕРМО-Э. Д. С.

Для измерения термо-э. д. с., развиваемых термопарами, применяются два вида электроизмерительных приборов:

потенциометры — в основу их работы положен принцип компенсации измеряемой термо-э. д. с. падением напряжения от постороннего источника тока на точно известном сопротивлении;

милливольтметры — в основу их работы положен принцип взаимодействия двух магнитных полей, из которых одно создается постоянным магнитом, а другое образуется током от термопары, проходящим по подвижной рамке (обмотке) прибора.

Милливольтметры обладают рядом существенных недостатков (показания их зависят от наличия вблизи прибора посторонних магнитных полей, изменения температуры окружающей среды, что особенно заметно для приборов с небольшим внутренним сопротивлением и т. д.) и часто не обеспечивают необходимой точности измерения. Погрешность показаний милливольтметров из-за колебаний температуры внешней среды, влияющей на сопротивление термоэлектрической цепи, обычно составляет около 3—5% верхнего предела шкалы прибора. Применение потенциометров исключает появление этой погрешности. В качестве вторичных измерительных приборов для термоэлектрических термометров в первую очередь следует применять автоматические электронные потенциометры типов КСП (с линейным контактным реохордом), ЭПП-09 и ПС1 (с нелинейным контактным реохордом) или переносные (неавтоматические) потенциометры типов ПП-1, ПП-2, ПП-63 и во вторую очередь переносные (контрольные) пирометрические милливольтметры типа МПП-054.

6-14. ПЕРЕНОСНЫЕ ПОТЕНЦИОМЕТРЫ

Электрические схемы потенциометров типов ПП-1 и ПП-2 различаются лишь тем, что последний имеет не один, а два переключателя, а также две кнопки для замыкания цепи источника питания и нулевого гальванометра. Эти потенциометры позволяют измерять термо-э. д. с. в диапазоне 0—71 мВ и имеют основную допустимую погрешность, равную ±0,25% верхнего предела шкалы.

Потенциометр типа ПП-63 отличается от указанных выше приборов наличием трех пределов измерения: 0—25, 0—50 и 0—100 мВ. Основная погрешность его показаний для первого предела измерений не превышает ±0,025%, а для второго и третьего ±0,05% верхнего предела шкалы. Этот прибор относится к разряду универсальных контрольных (переносных), на его панели имеются специальные зажимы для подключения наружного нулевого гальванометра, внешних источников питания батареи (потенциометра или источника регулируемого напряжения) и наружного нормального элемента, что позволяет, кроме измерения термо-э. д. с. и напряжений, проводить поверки в эксплуатационных условиях термопар, пирометрических милливольтметров и потенциометров, а также получать плавно регулируемое напряжение постоянного тока. Подробные схемы, порядок подготовки приборов ПП к работе приведен на внутренней стороне их крышек. При проведении ряда последовательных измерений термо-э. д. с. следует периодически проверять значение рабочего тока потенциометра. Во избежание выхода из строя нормального элемента температура потенциометра не должна быть выше 35 и ниже 5°С.

Основным недостатком переносных потенциометров является зависимость чувствительности приборов от сопротивления внешней

цепи, например при сопротивлении соединительных проводов 20, 50 и 100 Ом чувствительность переносных потенциометров соответственно составляет 0,02, 0,05 и 0,1 мВ.

6-15. ЭЛЕКТРОННЫЕ АВТОМАТИЧЕСКИЕ ПОТЕНЦИОМЕТРЫ

При испытаниях рекомендуется применять электронные автоматические многоточечные или одноточечные потенциометры типов КСП, ЭПП-09 и ПС1 без нормального элемента и со стабилизированным источником питания (табл. 6-9). Эти приборы имеют мостовую измерительную схему, в которой ток небаланса усиливается специальным электронным усилителем, позволяющим обеспечить непрерывное уравновешивание измеряемой термо-э. д. с. при помощи реверсивного электродвигателя, механически связанного с ползунком реохорда и стрелкой (пером) прибора. Одним из основных достоинств электронных потенциометров является наличие автоматической компенсации изменения температуры свободных концов термопар, осуществляемой посредством введения в схему прибора специального медного (или никелевого) сопротивления.

Прибор типа КСП построен по блочно-модульному принципу и снабжен линейным контактным реохордом. Измерительная схема питается от стабилизированного источника типа ИПС-148П или ИПС-4. В приборе имеется возможность регулирования и ограничения рабочего тока в компенсационной цепи, для чего последовательно с источником питания в диагональ моста включены два резистора. Рабочий ток в измерительной схеме контролируется без отключения источника питания через каждые 2500 ч работы. Для этого к зажимам маркировки НЭ прибора подключается образцовый потенциометр, с помощью которого определяется падение напряжения в компенсационной цепи.

Потенциометр типа ЭПП-09 показывающий и самопишущий прибор с временем пробега 1 и 2,5 с — относится к быстродействующим. Прибор с временем пробега 1 с выполняется только на одну точку измерения и снабжен устройством (схемой успокоения) для устранения больших выбегов и колебаний каретки в момент наступления равновесия (баланса) системы.

Запись показаний в многоточечных потенциометрах типа ЭПП-09 производится с постоянным или переменным циклом (интервалом времени между отпечатками на диаграмме двух следующих друг за другом точек измерения). Изменение скорости движения диаграммы и продолжительности цикла записи достигается сменой шестерен редуктора, подбираемых по таблице, указанной на его щитке.

Скорость движения, мм/ч, ленточной диаграммы потенциометра:

$$w = \frac{3600l}{\tau n}, \qquad (6\text{-}9)$$

где l — расстояние между двумя смежными отпечатками (точками) на диаграмме, мм; τ — длительность цикла записи, с; n — количество измерений.

Устройство малогабаритного электронного потенциометра типа ПС1 практически то же, что и потенциометра типа ЭПП-09.

Все указанные электронные потенциометры обладают высокой чувствительностью, отзываясь на изменение измеряемой температуры в пределах 0,1—0,2% диапазона шкалы. Изменение этой температуры на ±10°С вызывает дополнительную температурную погрешность, не превышающую ±0,2°С. При изменении напряжения питания на ±10% и частоты на ±5% номинального значения погрешность приборов не превышает основной допустимой погрешности.

Шкалы приборов зависят от градуировки термопар, с которыми они должны работать. Подбором сопротивлений (плеч) мостовой схемы потенциометров можно изменять диапазоны шкал.

При установке и эксплуатации электронных потенциометров необходимо соблюдать следующие правила:

1) потенциометр должен быть защищен от влияния внешних электромагнитных полей прокладкой компенсационных проводов термопар вдали от электрической силовой линии (не менее 3 м);

2) корпус прибора и экраны компенсационных проводов должны быть надежно заземлены (в качестве линии заземления нельзя пользоваться нейтралью трехфазной сети);

3) сопротивление компенсационных проводов от термопары до потенциометра не должно превышать 200 Ом для приборов КСП и 100 Ом для приборов ЭПП;

4) питание потенциометра во избежание колебаний напряжения должно производиться не от общей силовой линии электростанций, а от специальной линии, предназначенной для питания измерительных приборов;

5) электронные лампы прибора, рассчитанные на 500 ч работы, должны быть проверены по значению анодного тока.

После установки и проверки электронного потенциометра и подключения к нему компенсационных проводов (с соблюдением полярности) и силовой линии следует:

1) установить необходимую скорость движения ленточной диаграммы и циклов печатания для приборов типа КСП, как указано в прилагаемой к прибору заводской инструк-

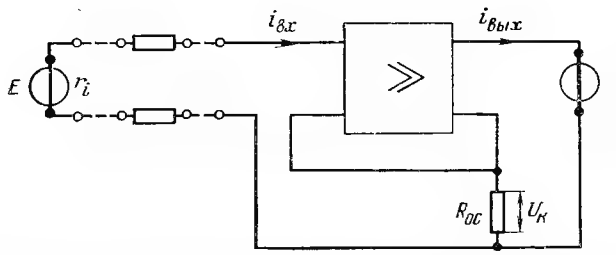


Рис. 6-18. Схема автоматического безреохордного потенциометра.

ции, а для потенциометров ЭПП и ПС1 при помощи сменных зубчатых колес редуктора, пользуясь таблицей, указанной на его щитке;

2) у потенциометров типа КСП установить вручную указатель прибора на начальную отметку шкалы;

3) включить потенциометр в сеть и прогреть его в течение 15—20 мин до начала испытания;

4) проверить и установить значение рабочего тока путем нажатия кнопки переключателя *Контроль* (стандартизации тока). При нормальном значении рабочего тока указатель должен остановиться на контрольной точке (обычно посредине шкалы). Если стандартизация тока не наступает, т. е. указатель не устанавливается на контрольную точку и двигается к конечному значению шкалы, следует освободить кнопку и после возвращения указателя на промежуточную отметку шкалы снова нажать кнопку. Если при повторном нажатии кнопки указатель продолжает двигаться к концу шкалы, отключить прибор и вызвать мастера;

5) проверить качество записи показаний прибора. В потенциометрах типа ЭПП-09, ПС1 и КСП проверить четкость наносимых на диаграмму точек, цифр и линии записи.

Примерами потенциометров, обеспечивающих бесконтактную безреохордную компенсацию термо-э. д. с., могут служить автокомпенсатор типа АК или безреохордный потенциометр со струнным преобразователем (рис. 6-18), в которых измеряемая термо-э. д. с. термопары E, имеющей внутреннее сопротивление r_i, уравновешивается падением напряжения $u_к$ на сопротивлении обратной связи $R_{ос}$ током $i_{вых}$, служащим мерой измеряемой термо-э. д. с.

Для компенсации температуры свободных концов термопары предусмотрен специальный компенсирующий мост, уравновешенный при 0°С. Так как медные сопротивления этого моста располагаются в месте свободных концов термопары, то при изменении их температуры во входной контур прибора подается термо-э. д. с., компенсирующая влияние этого изменения. Безреохордные потенциометры имеют класс точности 0,5 и 1,0.

6-16. ПЕРЕНОСНЫЕ ПИРОМЕТРИЧЕСКИЕ МИЛЛИВОЛЬТМЕТРЫ

Наиболее удобным является переносный (контрольный) показывающий милливольтметр типа МПП-054 (рис. 6-19), имеющий двойную шкалу, верхняя часть которой градуирована в милливольтах, а нижняя — в градусах Цельсия. Для присоединения термопары милливольтметр типа МПП-154 снабжен тремя, типа МПП-254 — пятью и типа МПП-354 — двумя зажимами. В приборах первых двух типов зажим, обозначенный знаком +, является общим, зажим «мВ» — для второго конца термопары при измерении по шкале, градуированной в милливольтах, и зажимы 0,6; 5 или 15 Ом — для второго конца термопары (соответствующей градуировки и сопротивлений внешней цепи) при измерении по шкале, градуированной в градусах Цельсия. Прибор последнего типа используется в качестве нулевого в мостовых и компенсационных схемах.

При испытании предпочтительнее пользоваться шкалой, градуированной в милливольтах и позволяющей измерять температуру с применением термопар различных градуировок. В тех случаях, когда шкала, градуированная в градусах, соответствует типу применяемой термопары, а сопротивление внешней цепи совпадает со значением, указанным на зажиме прибора, можно пользоваться этой шкалой.

Для установки стрелки отключенного от термопары милливольтметра на нулевую отметку шкалы (при проверке «механического нуля») он снабжен корректором нуля, а для предохранения его от повреждения при транспортировке и установке — арретиром. Сопротивление милливольтметров МПП-054 составляет 500 Ом для приборов класса точности 0,5 и 300 Ом для приборов класса точности 1,0. Основная допустимая погрешность переносных милливольтметров типа МПП-054 составляет ±5%. При отклонении температуры окружающего воздуха на каждые ±10°С от нормального значения (20°С) появляется дополнительная погрешность, равная ±0,25%. Вариация показаний прибора не превышает

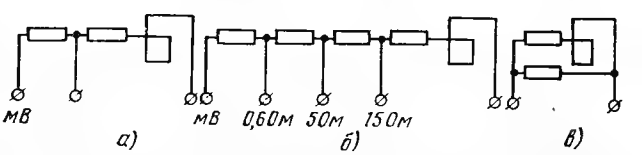


Рис. 6-19. Электрические схемы переносных милливольтметров типа МПП-154 (*а*); МПП-254 (*б*) и МПП-354 (*в*).

±0,5%. С целью исключения взаимного влияния магнитных полей наименьшее допустимое расстояние между милливольтметрами при их установке должно составлять 300—400 мм, а в случае применения защитного алюминиевого экрана — не менее 100 мм. Для специальных условий работы прибор выпускается в тропическом исполнении.

Для обеспечения правильной и надежной работы переносных милливольтметров типа МПП-054 необходимо руководствоваться следующими указаниями:

1. Выбрать милливольтметр в соответствии со значением измеряемой термо-э. д. с. или температуры (типа термопары и сопротивления внешней цепи) с тем, чтобы показания его находились в диапазоне между серединой и верхним пределом шкалы. Переход стрелки прибора за пределы его шкалы не допускается.

2. Проверить внешнее состояние прибора и наличие у него пломбы, удостоверяющей прохождение им государственной поверки, а также аттестата, подтверждающего соответствие милливольтметра установленному классу точности, содержащего поправки в пределах всей шкалы через каждые 5 мВ.

3. Проверить качество балансировки подвижной системы прибора, для чего последний отклонить от горизонтального положения на угол 5°. В этом случае наибольшее изменение показания прибора не должно превышать 1% длины его шкалы.

4. Установить прибор в горизонтальное положение. При необходимости милливольтметр должен быть защищен от вибрации специальными приспособлениями.

5. Установить при помощи корректора нуля стрелку прибора на нулевую отметку шкалы и присоединить к зажимам, соблюдая полярность проводов от термопары.

6. Перед каждым отсчетом показаний слегка постучать пальцем по стеклу милливольтметра, для устранения влияния трения в системе.

7. После окончания измерений закрепить стрелку прибора арретиром или закоротить зажимы отрезком провода.

8. Периодически (через каждые 60—80 ч работы) производить поверку милливольтметра на рабочем месте или в лаборатории путем сравнения его показаний с показаниями переносного или лабораторного потенциометра.

9. Прибор обеспечивает надежную работу при температуре окружающей среды 10—35°С и относительной влажности 60—80%.

6-17. УСТАНОВКА ТЕРМОПАР

Перед установкой термопары на рабочее место необходимо проверить милливольтметром ее исправность — при подогреве рабочего конца (спая) термопары стрелка милливольтметра должна отклониться в сторону. Следует проверить качество изоляции термоэлектродов термопары (фарфоровых бус, магнезитовых трубок и т. п.).

После проверки записываются номера термопар в специальном журнале в соответствии с выбранными пунктами измерения и наносятся обозначения точек измерения на переключателе. На концы проводов следует прикрепить опознавательные бирки. При прокладке линий (соединительных и компенсационных проводов) от термопар к вторичным измерительным приборам в дополнение к общим указаниям по прокладкам, приведенным в гл. 1, необходимо:

1) обеспечить надежную изоляцию линии заземления проводов;

2) учитывать, что наибольшая температура окружающей среды для медных соединительных проводов типа ПРД и компенсационных с поливинилхлоридной изоляцией равна 65°С, а с изоляцией из лавсановой пленки с обмоткой стекловолокном — около 115—120°С;

3) прокладку необходимо осуществлять отдельно от электрических силовых линий, проводов электрических термометров сопротивления, датчиков и пр.;

4) в местах, где провода могут подвергаться механическим воздействиям, прокладку линий производить в стальных трубах внутренним диаметром 15—20 мм.

В процессе прокладки линий необходимо проверять правильность сборки измерительной установки в части соответствия обозначений на зажимах переключателя и присоединяемых к ним термопар (путем поочередного разрыва цепи на зажимах соответствующих термопар). В случае применения компенсационных проводов предварительно проверяется полярность термоэлектродов термопар. Для этого термопара присоединяется к показывающему милливольтметру, а ее рабочий конец слегка подогревается (спиртовкой и т. п.), причем знак + на зажиме прибора будет соответствовать положительному термоэлектроду лишь в случае, если стрелка милливольтметра отклонится в правую сторону. Таким же образом определяется полярность жил компенсационного провода, которые с одного конца соединяются вместе скруткой и подогреваются, а с другого — присоединяются к милливольтметру. Правильность присоединения к термопаре компенсационного провода (совпадение полярности) проверяется путем пробного переключения его жил; правильным является соединение, при котором показание милливольтметра будет наибольшим.

Все контактные соединения измерительной схемы должны быть плотными и надежными, иначе добавочные переходные сопротивления

могут сильно исказить результаты измерения. Целесообразно соединение проводов производить при помощи спайки или применять для этого зажимы типов М-5, М-6 и др. Для сохранности защитного фарфорового чехла термопар, не выдерживающего резких изменений температуры, его следует закрывать снаружи асбестом. При установке термопар, работающих в условиях повышенного содержания серы в дымовых газах (сжигание высокосернистых топлив), целесообразно чехлы термопар покрывать жирной глиной, глазурью или жидким стеклом с целью снижения их газопроницаемости и тем самым защиты термоэлектродов.

6-18. ЗАЩИТА ТЕРМОПАР ОТ РАДИАЦИОННОГО ТЕПЛООБМЕНА

Для точного измерения температуры необходимо, чтобы рабочий конец термопары был нагрет до температуры исследуемой среды. Однако практически нельзя достигнуть теплового равновесия из-за оттока тепла от рабочего конца по термоэлектродам и защитному чехлу и потери тепла лучеиспусканием.

При измерении температуры газов (воздуха) основным источником погрешности является потеря тепла из-за лучистого теплообмена между термопарой и окружающими ее поверхностями, а при измерении температуры жидкостей — из-за утечки тепла от термопары во внешнюю среду. В связи с потерями тепла термопарами с занижением показаний на 10—20% против действительных температур применяются методы, обеспечивающие получение сравнительно небольшой разности температур между рабочим концом термопары и измеряемой средой.

Установка термопар в трубопроводах и резервуарах для измерения температуры жидкости или водяного пара производится в соответствии со способами, рекомендованными для установки ртутных термометров (см. рис. 6-1). Рабочие концы термопар в газоходах располагают вдали от относительно холодных поверхностей нагрева котла, его ограждений и т. п. Кроме того, для уменьшения погрешности измерений температуры газовых (воздушных) потоков применяется защита термопар от лучеиспускания при помощи экранных колпачков, закрепляемых непосредственно на чехле термопары или на специальной опорной трубе (рис. 6-20). При установке таких экранов погрешность измерения снижается, но все еще значительна.

Наиболее эффективным средством уменьшения влияния лучистого теплообмена является применение термопар с защитой рабочего конца экраном в виде одной или нескольких (не более 5) концентрических трубок (или коробов) и искусственным отсосом газа через

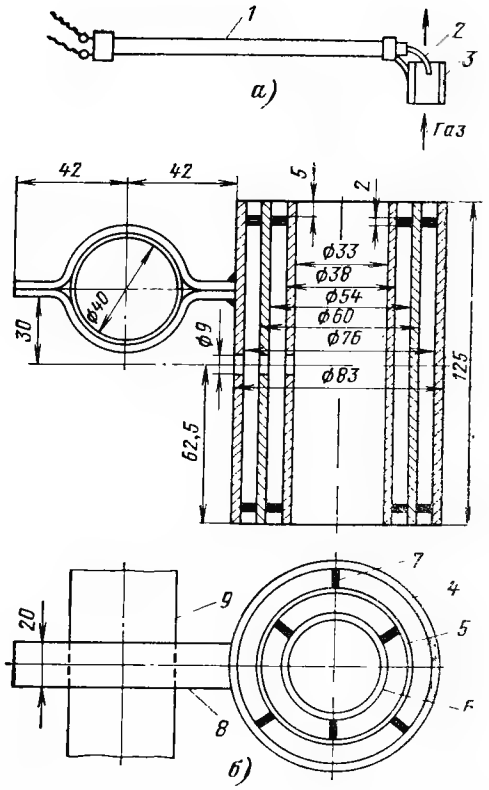


Рис. 6-20. Установка экранного колпачка на защитном чехле термопары.

а — схема установки; *б* — конструкция колпачка: *1* — чехол термопары; *2* — термопара; *3* — экранный колпачок; *4, 5, 6* — экранные цилиндры; *7* — ребра жесткости; *8* — скоба; *9* — опорная труба.

термопару. Зазор между отдельными экранами должен быть более 1,6 мм. В качестве материалов для изготовления экранов термопар применяются при измерении температуры газа до 800°С — углеродистая сталь (Ст3 и Ст20), свыше 800°С — легированная сталь (Х27, Х25Т, 1Х18Н9Т и др.), а также керамические материалы (фарфор, алунд, плавленый корунд и шамот). Экранированные термопары с отсосом газа (рис. 6-21, 6-22 и табл. 6-13), предназначенные для измерения высоких температур, помещаются, как правило, в металлический кожух (рубашку), охлаждаемый проточной водой. Для отсоса газа применяются паровые или воздушные эжекторы. Пароструйный эжектор системы ОРГРЭС — ЦКТИ способен создавать скорость отсоса 30—120 м/с и потребляет 70—250 кг/ч пара.

Используя экранированные термопары для измерения температуры газа свыше 1000—1200°С, следует учитывать, что применение для защиты рабочего конца даже двойного керамического экрана и создание высокой скорости отсоса газа (100—120 м/с) не исключает полностью погрешности измерения, которая в этом случае может составить 2—3%.

Таблица 6-13

Технические характеристики и условия применения экранированных термопар

Место установки термопары	Измеряемая температура, °С	Градуировка термопары	Диаметр рабочего конца термопары, мм	Способ защиты рабочих концов термопары	Скорость отсоса среды, м/с	Погрешность измерения (с учетом поправки на лучеиспускание), %
До и после ширмового пароперегревателя или фестонированного пучка (в поворотной камере)	1300 1200 1100 1000	ПР-30/6 ПР-30/6 ПП-1 ПП-1	0,6—1,5 1,0 1,0 0,8—1,0	Тройной экран с отсосом газа (рис. 6-22)	120 120 70—90 60—80	1,2—1,8 2,0—2,2
До и после конвективных пароперегревателей	1000 900 800 700	ХА	1,5—2,0	Двойной экран с отсосом газа (рис. 6-21, *б*)	100 80 70 60	1,2—2,0 1,0—1,5 1,0—1,2 1,0—1,5
В конвективной шахте (переходная зона, вторичный пароперегреватель, водяной экономайзер и воздухоподогреватель)	700 600 700 600 500 400	ХА ХА ХК	0,6—1,2 0,8—2,0 1,0—2,5	Двойной экран с отсосом газа (рис. 6-21, *б*) Одиночный экран с отсосом газа (рис. 6-21, *а*)	60 40 100 80 60 40	1,0—1,4 1,5—1,9 1,5 1,8—2,4 1,2—1,5 1,7—2,0
В нижней части конвективной шахты (водяной экономайзер и воздухоподогреватель)	400	ХК	0,8—1,0	Экранирующий колпачок (рис. 6-20, *а* или *б*)	—	2,5—4,0

При испытаниях по II и III категориям сложности допускается в интервале измеряемых температур 900—1400°С применение термопар с оголенным рабочим концом (спаем) и без отсоса газа, но с обязательной градуировкой их по контрольной термопаре с отсосом газа или с электрическим обогревом и отсосом газа (см. рис. 6-26). Показание термопары с оголенным рабочим концом не должно отличаться более чем на 3—5% показания термопары с отсосом газа. В интервале температур 400—700°С допускается применение термопар без отсоса газа, но с двойным защитным экраном, градуированных по термопаре с отсосом газа. При испытаниях по I категории сложности и измерении температуры газов до 400°С термопары должны градуироваться по термопаре с отсосом газа и одинарным защитным экраном при скорости отсасываемого газа 30—40 м/с. В изолированных газоходах, не содержащих поверхностей нагрева котлоагрегата и имеющих скорость движения газа более 4 м/с, допускается для измерения температуры применять неэкранированные термопары.

В случаях температурных перекосов определение средних температур газа и воздуха может сопровождаться значительными ошибками. Измерение температуры воздуха после воздухоподогревателя следует производить в конце прямого участка воздуховода, где распределение скоростей по сечению, а следовательно, и температур воздуха является сравнительно равномерным.

При испытаниях по II и III категории сложности весьма простым и удобным способом измерения средней температуры среды, протекающей в трубопроводах и каналах, является применение ряда параллельно соединенных термопар (рис. 6-23). В этом случае отпадает необходимость определения поля температур по сечению труб и каналов. Наибольшая погрешность измерения средней термо-э. д. с. параллельными цепями по сравнению с тарировкой сечения по температуре не превышает ±(0,2—0,5)% среднего значения.

При измерении температуры горячего воздуха в коробах за воздушным подогревателем, у горелок, к мельницам и т. д. следует руководствоваться указаниями табл. 6-14.

Таблица 6-14

Условия измерения температуры горячего воздуха

Термопара (без отсоса)	Диаметр спая рабочего конца термопары, мм	Температура воздуха, °С	Скорость воздуха в воздуховоде, м/с
С открытым рабочим концом	1	До 200	5
С экраном:			
одинарным	0,8—1,2	От 200 до 300	5
двойным	0,8—1,2	Свыше 300	5
Без экрана	0,6—1,1	До 300	10

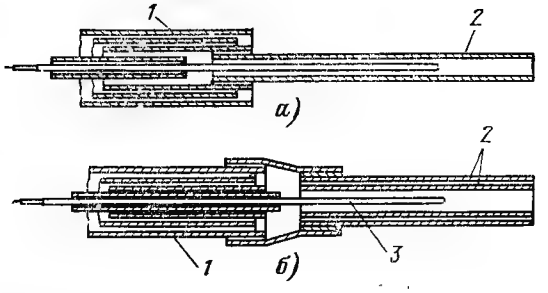


Рис. 6-21. Схема термопар с металлическими защитными экранами.

а — с одинарным экраном; *б* — с двойным экраном; *1* — стальной чехол; *2* — экран; *3* — термопара.

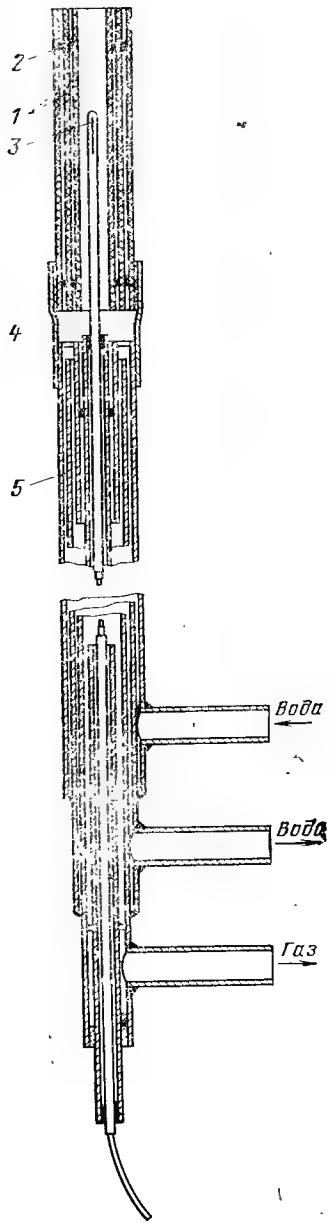


Рис. 6-22. Термопара с отсосом газа и тройным фарфоровым экраном.

1 — фарфоровые экраны; *2* — нихромовые распорки; *3* — рабочий конец термопары в фарфоровом чехле; *4* — соединительная муфта; *5* — металлический чехол с каналами охлаждения и отсоса.

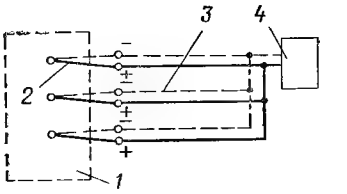


Рис. 6-23. Схема параллельного соединения термопар.

1 — газоход; *2* — термопара; *3* — компенсационные провода; *4* — потенциометр.

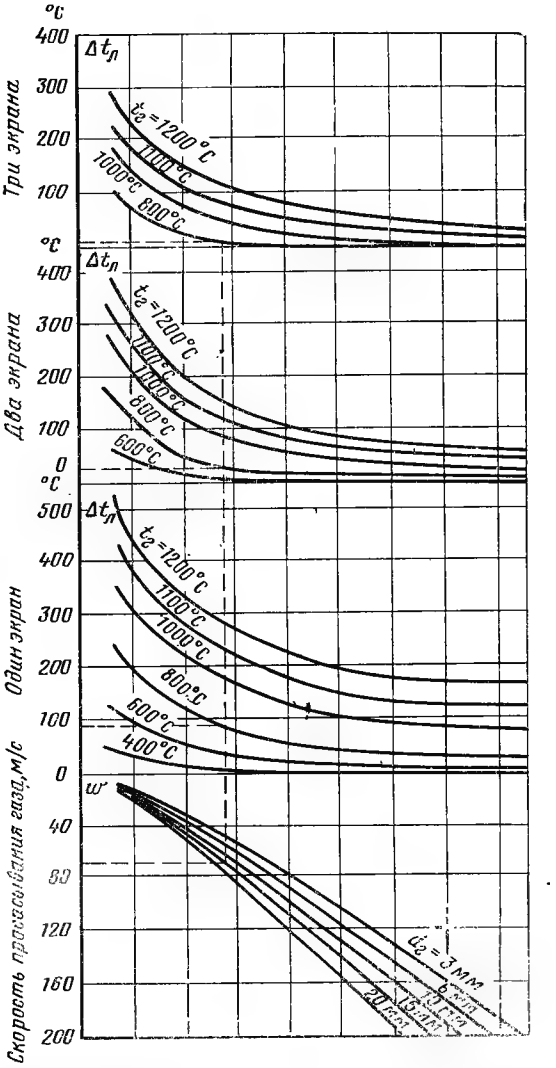


Рис. 6-24. Номограмма для определения погрешности измерения температуры экранированными термопарами с отсосом газа.

Для оценки условий измерения температуры газов экранированными термопарами с отсосом газа служит номограмма (рис. 6-24), которая позволяет выбрать соответствующий вид защиты термопары от лучеиспускания и скорость отсасываемого газа, при которых погрешность измерения не будет превышать допустимого значения.

Рис. 6-25. Кожух термопары с отсосом газа и двойным защитным экраном.

1—5 — трубы соответственно ∅ 51×2,5, ∅ 24×2, ∅ 15×1,5, ∅ 12×1,5 и ∅ 10×1,5 мм, сталь 10; *6, 7*—штуцера ∅ 20 мм; Ст0; *8* — наконечник трубки отсоса, Ст0; *9* — пробка; *10—12* — донышки; *13* — труба ∅ 10×1,5 мм, сталь 10; *14*— труба; $d_н$=22 мм, фарфор; *15* — шнур асбестовый ∅ 3 мм; *16* — прокладка ∅ 17 мм, δ=1 мм (паронит).

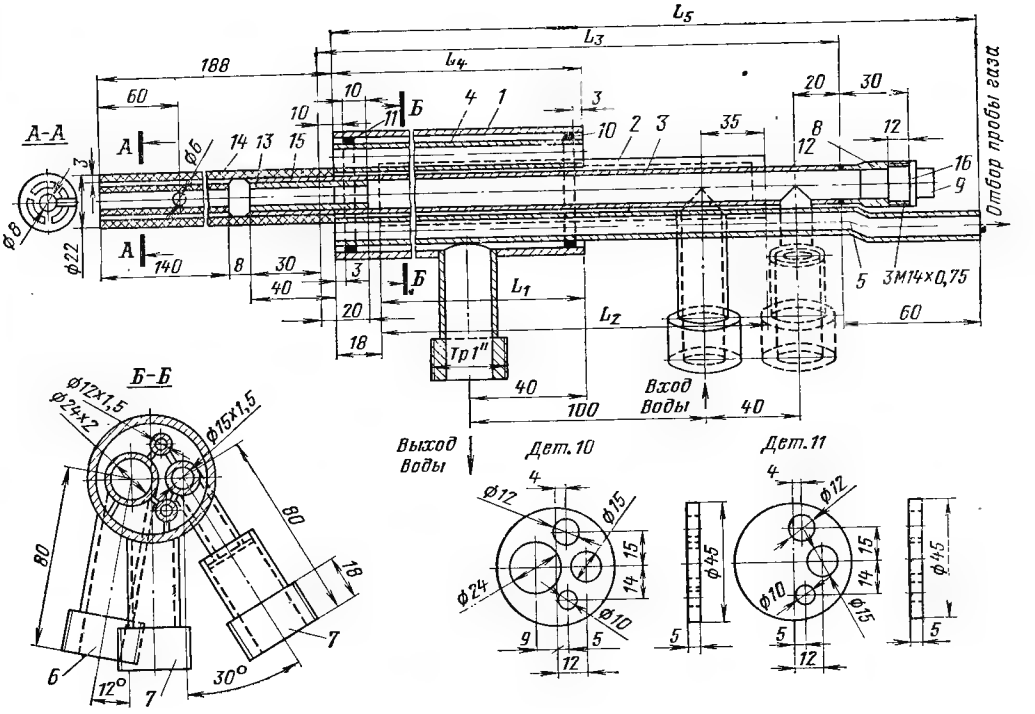


Таблица 6-15

Характеристики охлаждающих кожухов отсасывающих термопар

Тип охлаждающего кожуха	Область применения	Длина кожуха, мм: полная	обогреваемая	L_1	L_2	L_3	L_4	L_5	Расход охлаждающей воды, кг/ч	Сопротивление по стороне: водяной, кгс/см²	газовой кгс/м²	Масса кожуха, кг	Теплонапряжение на 1 м² поверхности, Вт/м² [ккал/(м²·ч)]
51-20-12-7; 51-18-13-7	Измерение температуры газов до и после ширмового пароперегревателя, в поворотной камере, после конвективного пароперегревателя и т. д.	7200	6000	6810	6907	6967	6810	7020	3860	1,96; 2,93	150; 95	38	232 600 [20 000]
		6200	5000	5810	5907	5967	5810	6020	3220	1,2; 1,84	135; 85	32	
		5200	4000	4810	4907	4967	4810	5020	2580	0,675; 0,99	120; 75	27	
		4200	3000	3810	3907	3967	3810	4020	1930	0,322; 0,48	105; 65	22	
		3200	2000	2810	2907	2967	2810	3020	1280	0,108; 0,17	95; 55	17	
38-9-10-7	То же	7200	4000	4810	5015	4883	4810	4990	960	4,28	370	20,5	116 300 [1 000 000]
		6200	3000	3801	4015	3883	3810	3990	720	1,97	235	16,5	
		5200	2000	2910	3015	2883	2910	2990	480	0,58	200	12,6	
		4200	1000	1840	2015	1883	1810	1990	240	0,112	165	9,0	
38-19-10-0	Градуировка термопар без отсоса газа при температуре 700—1200°С	7200	4000	4810	4910	5015	4810	—	960	1,02	270	18,1	116 300 [1 000 000]
		6200	3000	3810	3900	4015	3810	—	720	0,47	235	14,6	
		5200	2000	2810	2900	3015	2810	—	480	0,29	200	11,0	
		4200	1000	1810	1900	2015	1810	—	210	0,028	165	7,5	
0-24-0	Градуировка термопар при температуре 350—650°С и измерение температуры газа ⩽500°С	—	4000	—	—	—	—	—	—	—	—	6,8	—
		—	3000	—	—	—	—	—	—	—	—	5,7	—
		—	2000	—	—	—	—	—	—	—	—	4,7	
		—	1000	—	—	—	—	—	—	—	—	3,6	

Примечания: 1. Цифры в типе охлаждающего кожуха обозначают размеры в миллиметрах: наружного диаметра кожуха, внутреннего диаметра водоподводящей трубы, внутреннего диаметра канала для термопары, внутреннего диаметра трубки для отбора газа.
2. Двойные цифры сопротивления по водяной и газовой сторонам относятся соответственно к кожухам указанных типов.

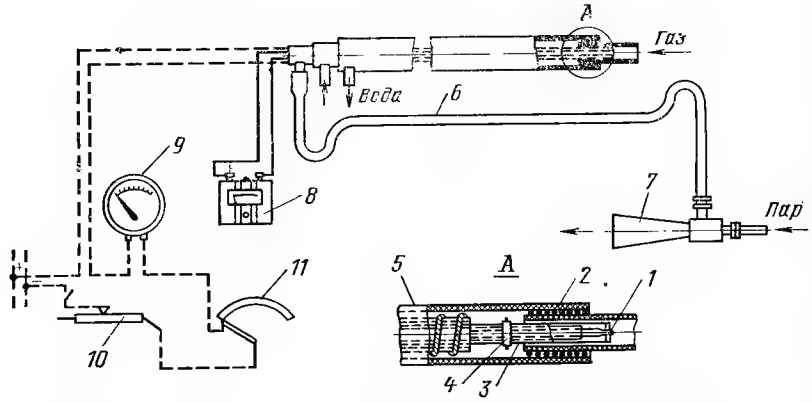


Рис. 6-26. Термоэлектрический термометр с электрическим обогревом термопары.

1 — термопара; *2* — нихромовый нагреватель; *3* — фарфоровая трубка; *4* — нихромовая скрепка; *5* — кожух; *6* — резиновая трубка; *7* — паровой эжектор; *8* — милливольтметр; *9* — амперметр; *10* — реостаты.

Эта номограмма выражает зависимость

$$\Delta t_л = f(t,\ w,\ d_э), \qquad (6\text{-}10)$$

где $\Delta t_л$ — температурная поправка к показанию термометра на лучеиспускание экранированной термопары; t — температура газа по показанию термоэлектрического пирометра; w — скорость отсасываемого газа, м/с; $d_э$ — внутренний диаметр первого от центра защитного экрана, мм.

Для термопары с цилиндрическим (трубчатым) защитным экраном

$$d_э = d_2 - d_1 \qquad (6\text{-}11)$$

и с не цилиндрическим

$$d_э = 4(f_2 - f_1)/(S_2 - S_1), \qquad (6\text{-}12)$$

где d_1 — наружный диаметр фарфорового чехла термопары, мм; f_1 и f_2 — площади поперечных сечений, ограниченные чехлом термопары и первым защитным экраном, мм²; S_1 и S_2 — периметры (смачиваемые) чехла термопары и первого защитного экрана, мм.

Номограммой можно пользоваться для термопар с металлическими и керамическими защитными экранами. С достаточной степенью точности она применима при температурах окружающих термопару холодных поверхностей (150—300°С). Определяемые по номограмме температурные поправки должны прибавляться к показаниям термоэлектрических термометров. Например, если в газоходе установлена экранированная термопара, имеющая эквивалентный диаметр внутреннего газового канала $d_{эк}$=15 мм, с отсосом газа при скорости его w=70 м/с и температуре t=800°С, то по номограмме поправки к показанию термопары: с одним экраном 88, с двумя 28 и с тремя 12°С.

Температура охлаждающей воды при выходе из кожуха термопары (рис. 6-25, табл. 6-15) с отсосом газа не должна превышать 60—70°С. У термопар с отсосом газа при работе в запыленном потоке сравнительно быстро забиваются проходные каналы кожуха и рабочий конец термопары, в связи с чем режим работы этих термопар должен быть не непрерывным, а периодическим.

Для увеличения точности измерения температуры при небольших скоростях отсоса газа находит применение термопара конструкции ЦКТИ, снабжения электрическим обогревом рабочего конца (рис. 6-26). Она имеет одинарный защитный экран и кожух с водяным охлаждением. Ток к нихромовому электронагревателю термопары подводится проводом сечением 2,5—3 мм². Используя эту термопару сначала, изменяя реостатом ток, нагревают рабочий конец термопары до температуры, близкой к измеряемой, а затем начинают просасывать через нее газ. Вследствие теплообмена между газовым потоком и термопарой температура последней будет понижаться, если газ холоднее термопары, или повышаться, если температура газа выше. Установив значение тока, проходящего через электронагреватель термопары, добиваются равенства показаний присоединенного к ней милливольтметра при отсосе газа и без него. В этом случае показание термоэлектрического термометра будет соответствовать действительной температуре газового потока, т. е. показанию образцового прибора.

Термопары с электрическим обогревом рабочего конца могут применяться для кратковременных измерений температуры при проведении экспериментальных работ (независимо от группы испытаний) и для поверки показаний других термопар.

Применяется [15] и более простой метод измерения температуры газового потока при помощи сдвоенных неэкранированных термопар без отсоса газа с термоэлектродами различных диаметров (рис. 6-27), выполненных из одинаковых материалов. Открытые рабочие концы этих термопар помещены в общий кожух с водяным охлаждением и выдвигаются

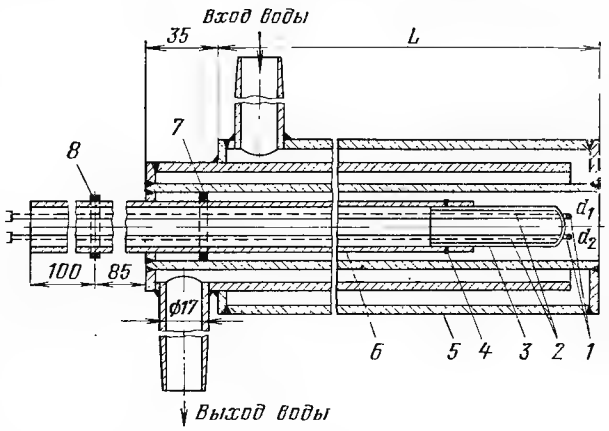


Рис. 6-27. Сдвоенные термопары.

1 — рабочие концы термопар; *2* — термоэлектроды; *3* — кварцевая трубка; *4* — стопорный винт; *5* — кожух; *6* — подвижная труба; *7* — направляющее кольцо; *8* — ограничитель хода.

при измерении из кожуха примерно на 100—120 мм в одну и ту же точку потока. Одна из термопар имеет диаметр термоэлектродов d_1, равный 1,5 или 1 мм, диаметр другой d_2 соответственно 0,5 или 0,2 мм. В промежутках между очередными измерениями обе термопары для защиты их рабочих концов вдвигаются посредством подвижной трубки внутрь кожуха. Показания каждой термопары записывают отдельно на ленте автоматического потенциометра или, что менее желательно, вручную с помощью переносного потенциометра.

Поскольку поверхность рабочих концов термопар, участвующих в лучистом и конвективном теплообмене, различна ($d_1 \neq d_2$), то, естественно, для них будут различны конвективная теплоотдача от газовой среды к рабочему концу (спаю), излучение газовой среды, поглощенное рабочим концом, эффективное излучение стенок, прошедшее через поглощающий газ и поглощенное рабочим концом, а также собственное излучение рабочего конца.

Рабочий конец термопары при этом следует выполнять так, чтобы

$$d_c/d \leqslant 1{,}1, \qquad (6\text{-}13)$$

где d_c — диаметр спая рабочего конца термопары, мм; d — диаметр термоэлектрода, мм.

Действительная температура газового потока для рассматриваемого метода без учета поправок на температуру свободных концов термопары, градуировку шкалы вторичного прибора и без учета коэффициента C кривизны характеристики термопары [см. формулу (6-27)], °С:

$$t = t_1 + A_0(t_2 - t_1), \qquad (6\text{-}14)$$

где t_1 и t_2 — температуры, соответствующие показаниям термопар с диаметрами термоэлектродов d_1 и d_2, °С; A_0 — коэффициент, учитывающий влияние на показания термопар потери тепла лучеиспусканием.

Значение A_0 может быть найдено по формуле

$$A_0 = \frac{1}{1 - \left(\frac{d_2}{d_1}\right)^{1-m}}, \qquad (6\text{-}15)$$

где m — коэффициент, зависящий от числа Рейнольдса.

Значение m колеблется при измерении температур газового потока в пределах:

Re	m	Re	m
0,1—3,0	0,030	26—100	0,370
3,1—25	0,185	101—2000	0,500

Погрешность в определении температуры газового потока по показаниям двух неэкранированных термопар составляет, °С:

$$\Delta t_2 = (2A_0 + 1) + (t_2 - t_1)\Delta A_0, \qquad (6\text{-}16)$$

где ΔA_0 — погрешность в определении коэффициента A_0, равная $\pm 0{,}25 \div 0{,}32$.

Значение Δt_2 может быть принято в зависимости от температуры газов в потоке и компоновки газоходов в пределах 3—25°.

Для измерения температур газов в интервале 1300—2000°С, в частности, температуры газов на выходе из топочного устройства котлоагрегата или из циклонного предтопка, может быть использован так называемый термодинамический пирометр Вентури (рис. 6-28). Принцип действия этого прибора основан на зависимости плотности газа от температуры. Газ, температура которого подлежит измерению, отсасывается эжектором и пропускается последовательно через два сопла Вентури. Через первое сопло газ проходит с высокой температурой, через второе — со значительно меньшей, так как центральная трубка между соплами охлаждается водой. После второго сопла Вентури по ходу газов располагается измеритель температуры газов (термометр сопротивления или термопара). В конструкции пирометра предусмотрена возможность поддержания температуры газа перед холодным соплом Вентури выше температуры точки росы. Действительная температура газов, измеренная термодинамическим пирометром, °С:

$$T_1 = K\frac{\Delta p_1}{\Delta p_2}T_2, \qquad (6\text{-}17)$$

где Δp_1 — перепад давления в переднем (горячем) сопле, кгс/м²; Δp_2 — перепад давления в холодном сопле, кгс/м²; T_2 — температура газа в холодном сопле, °С; K — тарировочный коэффициент прибора, определяемый при всасывании холодного газа через прибор с $T_1 = T_2$.

При тарировке пирометра должна быть определена граница расхода, обеспечивающего постоянство значения K. Погрешность термодинамического пирометра не превышает 2,5—3,0% при температурах 1000—2000°С. Длительность непрерывной работы пирометра составляет не менее 0,5 ч. Обратная продувка пирометра сжатым воздухом восстанавливает его характеристики.

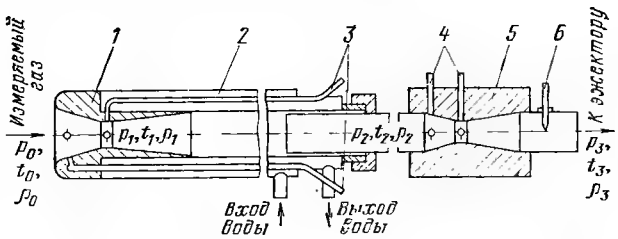


Рис. 6-28. Схема термодинамического пирометра Вентури.

1 — горячее сопло Вентури; *2* — водоохлаждаемый кожух; *3, 4* — импульсные трубки от горячего и холодного сопел; *5* — холодное сопло Вентури; *6* — термопара или термометр сопротивления.

6-19. ВЫБОР ТОЧЕК ИЗМЕРЕНИЙ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛЯ ТЕМПЕРАТУР В ГАЗО- И ВОЗДУХОВОДАХ

Поле температур в сечении газохода (воздуховода) определяется рабочими и контрольными термопарами, присоединяемыми к автоматическому потенциометру или через переключатель к переносному потенциометру. Для установки рабочих термопар сечение газохода (воздуховода) условно разбивается на ряд равновеликих площадей, в центре которых измеряется температура потока. Одновременно по оси газохода с поперечным сечением до 3 м² выбирается одна контрольная точка измерения температуры, при большей площади — две точки (см. гл. 8). Перед тарировкой должен быть заготовлен журнал наблюдений со схемой сечения газохода, содержащей расположение и обозначение точек измерения температуры потока.

В случае неравномерного распределения скоростей по сечению газохода, что может быть установлено измерением динамических давлений напорными (пневмометрическими) трубами, необходимо определить так называемую среднюю динамическую температуру потока по сечению. С этой целью в тех же точках, в которых измеряется температура, одновременно измеряются местные скорости потока и по ним находится средняя динамическая температура потока по сечению, °С:

$$t^{р}_{ср.д} = \frac{t_1 w_1 + t_2 w_2 + \ldots + t_n w_n}{w_1 + w_2 + \ldots + w_n}, \qquad (6\text{-}18)$$

где t_1, t_2, ..., t_n — температура потока в отдельных точках сечения, °С; w_1, w_2, ..., w_n — скорости потока в тех же точках, приведенные к 0°С, м/с.

Таким же путем находится средняя динамическая температура по показаниям контрольных термопар, а затем коэффициент неравномерности распределения температур по сечению газохода:

$$K_t = \frac{t^{р}_{ср.д}}{t^{к}_{ср.д}}. \qquad (6\text{-}19)$$

Допустимое значение коэффициента K лежит в пределах 0,9—1,1. Если значение коэффициента выходит за эти пределы, тарировку сечения газохода следует по возможности перенести в другое место. В связи с тем, что для котлоагрегатов большой мощности (свыше 500 т/ч) поле температур в выходном сечении поворотной камеры или за первой по ходу газов поверхностью нагрева в конвективном газоходе весьма неравномерно, невозможно использование одиночных термопар в контрольных точках. Вследствие этого для измерения температур в опытах следует применять несколько термопар, передвигаемых по глубине сечения или применять параллельно соединенные (антенные) термопары. Необходимость такой схемы измерения определяется предварительной тарировкой. Расстояние между смежными точками измерения по ширине газохода (за пароперегревателем и в конвективной шахте) следует принимать 1—1,5 м.

Измерение температуры уходящих газов наиболее удобно в газоходе, расположенном за дымососом, обеспечивающим хорошее перемешивание потока. Если до дымососа расположены «мокрые» золоуловители, то измерение температуры уходящих газов необходимо проводить соответственно до места их установки. При этих измерениях проверка распределения температур газа обязательна для любых сечений газохода.

Установка термопар в воздуховодах должна проводиться по середине прямых участков, имеющих длину не менее трех-четырех диаметров для круглого сечения или эквивалентных гидравлических диаметров для некруглого сечения канала. Измерение температуры горячего воздуха в неизолированных воздуховодах не допускается.

В случаях измерения температуры смешивающихся потоков жидкостей, газов или воздуха (например, воды при входе в экономайзер при наличии поверхностного пароохладителя, сушильного агента при входе в мельницу и т. п.) необходимо установку термопары производить на расстоянии не менее 10—15 диаметров для каналов круглого сечения или 10—15 эквивалентных диаметров для каналов некруглого сечения от места смешения потоков по движению среды.

С целью обеспечения более правильных измерений температуры потока термопары желательно устанавливать после местных сопротивлений (поворотов, арматуры и пр.).

Местные скорости газа (воздуха) по сечению газохода (воздуховода) можно не определять, если температура потока в любой точке сечения не отличается более чем на ±5% среднего арифметического значения, °С:

$$t_{ср} = \frac{t_1 + t_2 + \ldots + t_n}{n}, \qquad (6\text{-}20)$$

где n — число точек измерений температуры по сечению газохода (воздуховода).

6-20. ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПОВЕРХНОСТНЫМИ ТЕРМОПАРАМИ

Точность измерения температуры поверхностной термопарой зависит главным образом от устройства последней и способа заделки ее рабочего конца в стенку трубы или барабана (коллектора). Для измерения температуры стенок труб термопары могут быть установлены как непосредственно в газоходах, так и вне

их. В первом случае измеряемая температура будет характеризовать температуру стенки, превышающую температуру находящейся за ней среды, а во втором — примерно соответствовать этой температуре. Для измерений температуры воды или пара в отдельных змеевиках труб поверхностные термопары устанавливаются со стороны выхода среды на расстоянии 250—300 мм (но не менее 50 мм) от коллектора. Термопары в этих случаях изготовляются из термоэлектродной проволоки диаметром не более 1 мм. В практике измерения температуры необогреваемых наружных стенок трубок применяются следующие способы установки поверхностных термопар.

1. Термоэлектроды термопары зачеканиваются раздельно в две канавки, вырубленные крейцмеселем в стенке трубы (рис. 6-29,*а*).

2. Рабочий конец термопары зачеканивается в стенку трубы (рис. 6-29,*б*). Для этого острым зубилом отгибается на поверхности трубы небольшая стружка толщиной 0,5 шириной и длиной по 5 мм, под которую кладется

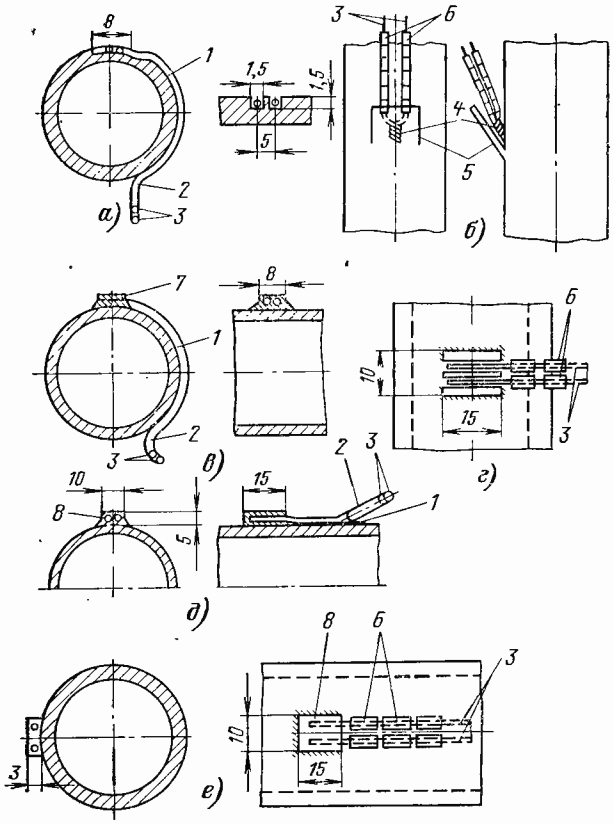


Рис. 6-29. Установки поверхностных термопар на необогреваемых снаружи трубах.

а — зачеканка в канавки, вырубленные в стенке трубы; *б* — зачеканка под стружку трубы; *в* — зачеканка в прорези приваренной бобышки; *д, е* — зачеканка в отверстия приваренной бобышки: *1* — слюда; *2* — изоляция; *3* — термоэлектроды; *4* — рабочий конец термопары; *5* — стружка; *6* — бусы; *7* — бугорок; *8* — бобышка.

окрученный рабочий конец термопары, после чего стружка слегка зачеканивается.

3. Термоэлектроды термопары зачеканиваются раздельно в наплавленный автогенной сваркой на поверхности трубы стальной бугорок (рис. 6-29,*в*) или в приваренную к трубе бобышку. Во втором случае термоэлектроды вкладываются в две пропиленные в бобышке параллельные канавки (рис. 6-29,*г*) или в два отверстия, просверленных с торцевой стороны бобышки (рис. 6-29,*д*, *е*).

Из перечисленных способов установки термопар наиболее удобным способом является раздельная зачеканка термоэлектродов в приваренной к стенке бобышке. Для уменьшения оттока тепла от мест зачеканки термоэлектродов необходимо последние плотно прижать к стенке трубы или барабана котлоагрегата и тщательно изолировать места зачеканки и отходящие от них провода (на длине 300—500 мм) асбестовым шнуром диаметром 10 мм, а затем тепловой изоляции слоем 40—50 мм. Погрешность измерения поверхностными термопарами температуры необогреваемых поверхностей в интервале 150—600°С, связанная с применением перечисленных способов их установки, обычно не превышает 1% измеряемой температуры.

Установка поверхностных термопар на трубах в топочной камере и в газоходах котлоагрегата (змеевиках пароперегревателя и пр.) производится следующим способом. В стенке трубы, обращенной навстречу движению дымовых газов (рис. 6-30,*а*), высверливаются два углубления диаметром 2—3 и глубиной 1,5—3 мм (соответственно для установок среднего и высокого давления), в которые зачеканиваются концы термоэлектродов. Термопара изолируется надетыми на термоэлектроды керамическими бусами небольшого диаметра (рис. 6-30,*б*) и через каждые 100 мм длины трубы прижимается к ее стенке скобами из хромелевых полос толщиной 0,5 мм. Скобы закрепляются на трубе бандажами из хромелевой проволоки диаметром 1,5 мм. Концы скоб слегка отгибаются от трубы с тем, чтобы скрепляющая их проволока не могла соскользнуть на термоэлектроды. Провода термопары выводятся из газохода вдоль оси трубы и изолируются по длине слоем алундового цемента, смешанного с 5% по массе распушенного асбеста (рис. 6-30,*в*) толщиной 3—4 мм. При применении кабеля КТМС необходимости в такой изоляции нет.

Для измерения температуры металла труб в обогреваемой зоне наибольшее распространение получил способ установки термопар с вставками (рис. 6-30,*г*, *д*, *е*, *ж*). Он обеспечивает наибольшую долговечность термопар, но сложен, так как требуются разрезка и сварка обогреваемых труб котлоагрегата. Его сле-

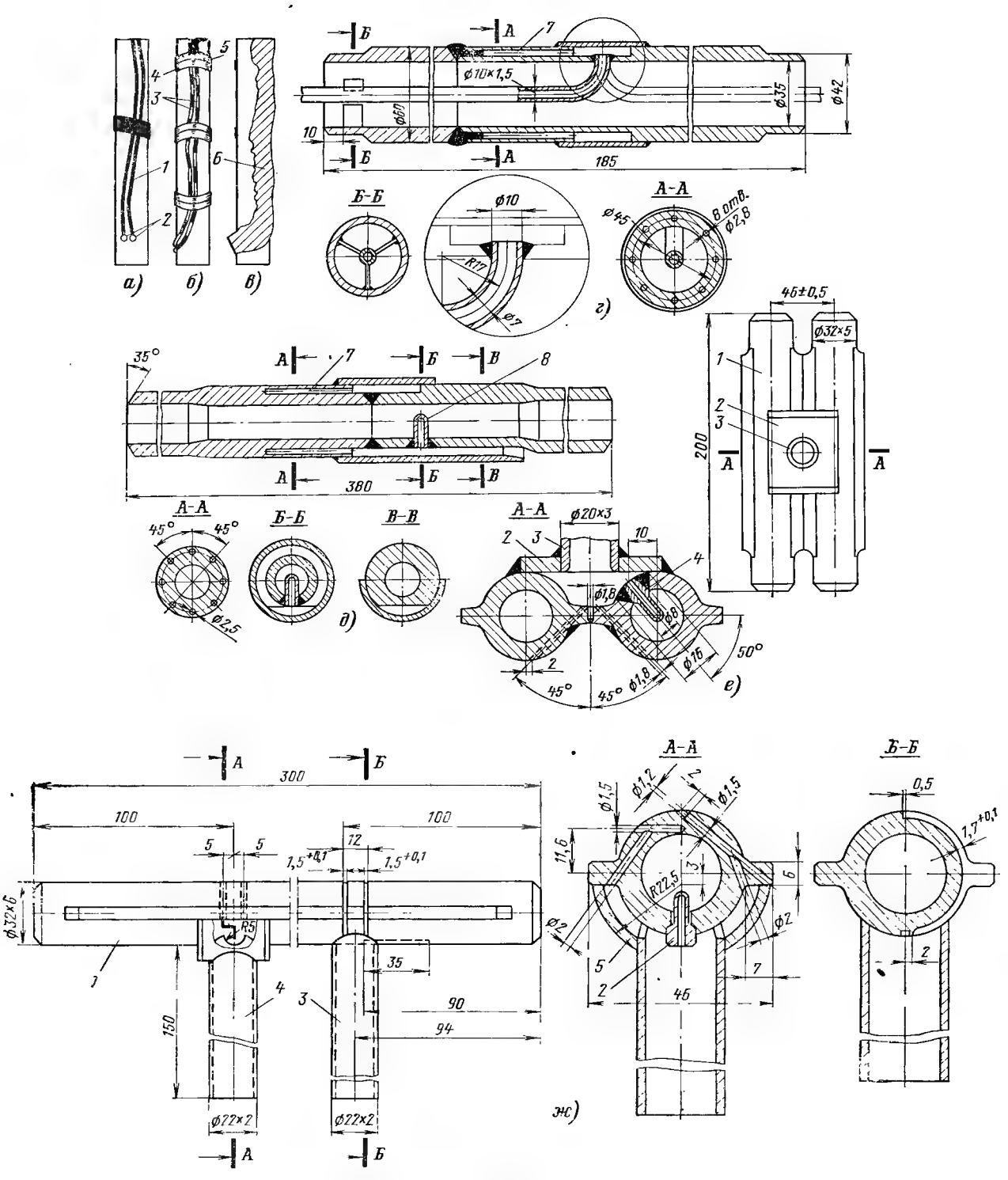


Рис. 6-30. Установка поверхностных термопар на обогреваемых снаружи трубах.

а — зачеканка термопары; *б* — закрепление термопары; *в* — изоляция термопары; *г* — установка во вваривaемую вставку через канал в трубе (для низкого и среднего давления); *д* — установка во вваривaемую вставку с малой гильзой и защитным кольцом (для высокого давления): *1* — термоэлектроды; *2* — места зачеканки термоэлектродов; *3* — бусы; *4* — хромелевые полосы с боковыми отгибами; *5* — проволочные бандажи; *6* — алундовый цемент; *7* — сверления; *8* — гильзы; *е* — вставка ВТИ для плавниковых труб: *1* — плавниковая труба; *2* — пластина; *3* — труба для подвода термоэлектродов; *4* — гильза для глубинной термопары; *ж* — универсальная вставка ОРГРЭС — ТКЗ для плавниковых труб; *1* — труба; *2* — гильза для глубинных термопар; *3*, *4* — патрубки для ввода термоэлектродов; *5* — защитный козырек.

дует применять при общей длительности испытаний более 1—2 мес.

Для определения местных тепловых потоков, подающих на экранные поверхности топочных камер (НРЧ, СРЧ и т. д.), используются калориметрические вставки конструкции ЦКТИ. Конструктивно они мало отличаются от вставок, приведенных на рис. 6-30,*е*, *ж*. До применения каждая калориметрическая вставка должна быть протарирована на пароводяном стенде по методике ЦКТИ с учетом расстояния между рабочими концами термопар и относительно наружной и внутренней поверхностями трубы вставки.

Удельный тепловой поток при применении вставок, ккал/(м²·ч):

$$q=\frac{\Delta t}{2\mu\left[\frac{\delta_2}{\lambda_2}\frac{\beta_2}{\beta_2+1}-\frac{\delta_1}{\lambda_1}\frac{\beta_1}{\beta_1+1}\right]}, \qquad (6\text{-}21)$$

где Δt — разность температур между наружной и внутренней термопарами, °С; μ — коэффициент растечки, определяемый по [96]; λ — коэффициент теплопроводности металла труб в месте установки термопары; δ — глубина заложения термопары, мм; $\beta=\frac{d_н}{d_н 2\delta}$ — отношение наружного диаметра трубы к диаметру в месте установки термопары.

Для контроля за распределением температур стенок барабанов паровых котлоагрегатов поверхностные термопары устанавливаются на внутренней и наружной поверхностях барабана (рис. 6-31 и 6-32). Поверхностная термопара (зачищенные концы термоэлектродов) на барабане котлоагрегата устанавливается и зачеканивается в два высверленных в стенке на расстоянии 4—6 мм друг от друга гнезда глубиной 3—5 мм и диаметром, превышающим на 0,1—0,2 мм диаметр термоэлектрода. Следует по возможности избегать использования в качестве второго термоэлектрода поверхностной термопары металлических элементов котлоагрегата (труб и барабанов), так как в местах соприкосновения последних с другими частями котлоагрегата могут возникать паразитные термо-э. д. с., искажающие результаты измерения температуры стенки.

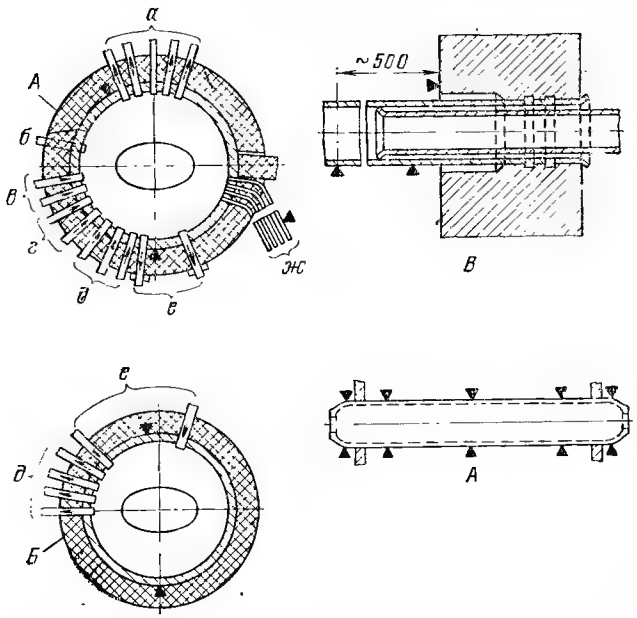


Рис. 6-31. Схема размещения поверхностных термопар на элементах двухбарабанного парового котлоагрегата высокого давления.

а — к сухопарнику: *А* — верхний барабан; *Б* — нижний барабан; *В* — узел ввода питательной воды; *б* — из бокового экрана; *в*, *г* — из фронтового и заднего экранов; *д* — из нижнего барабана; *е* — в нижний барабан; *ж* — ввод питательной воды.

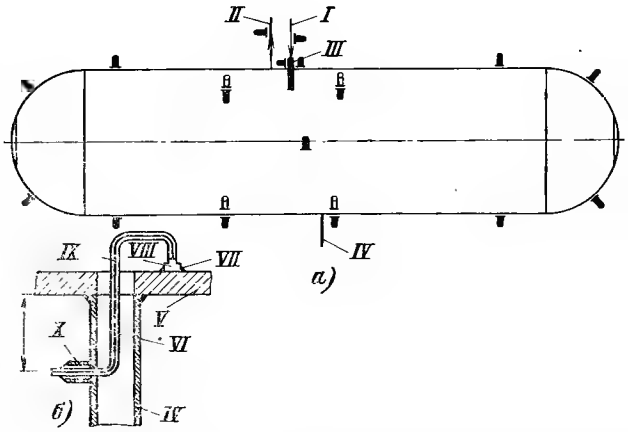


Рис. 6-32. Схема размещения поверхностных термопар на внутренней и наружной поверхностях барабана однобарабанных котлоагрегатов.

а — схема установки датчиков; *б* — схема узла вывода термопары, устанавливаемой на внутренней поверхности барабана: *I* — трубопровод питательной воды из водяного экономайзера; *II* — пароперепускная труба к панели РШП; *III* — рубашка на трубопроводе ввода питательной воды; *IV* — водоподводящая труба двусветного экрана; *V* — стенка барабана; *VI* — термоэлектродный провод; *VII* — бобышка; *VIII* — колпачок; *IX* — защитная труба диаметром 16×3 мм; *X* — штуцер; незалитые обозначения термопар — поверхностные термопары, устанавливаемые на внутренней поверхности барабана; залитые — поверхностные термопары, устанавливаемые на наружной поверхности барабана, подводящих и отводящих труб.

6-21. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ И ОЦЕНКА ИХ ТОЧНОСТИ

Действительное значение измеряемой термо-э. д. с. при использовании в качестве вторичного прибора переносного потенциометра, мВ:

$$E=E'\pm\Delta E_1+\Delta E_2, \qquad (6\text{-}22)$$

где E' — среднее значение термо-э. д. с., найденное за время опыта, или значение ее за каждый отдельный отсчет, если колебание термо-э. д. с. за опыт превышает ±5% при испытании по I и ±10% — по II и III категории сложности (значение термо-э. д. с. термобатареи определяется делением среднего значения на число последовательно соединенных термопар), мВ; ΔE_1 — основная поправка по-

тенциометра по аттестату, мВ; ΔE_2 — поправка на температуру свободных концов термопары, определяемая по градуировочной таблице (графику) в зависимости от разности средних значений температур свободных концов за время опыта и при градуировке, мВ.

Средняя температура $t_{ср}$ при обработке ленточных или дисковых диаграмм автоматических потенциометров планиметром, °С:

$$t_{ср} = \frac{k_д k_{пл} f}{l}, \qquad (6\text{-}23)$$

где $k_д$ — коэффициент диаграммы с учетом поправки на отклонение градуировки термопары от стандартной (масштаб диаграммы), °С/см; $k_{пл}$ — коэффициент планиметра, определяемый тарировкой прибора по контрольной или рабочей диаграмме (для приборов с неравномерной шкалой коэффициент планиметра находится только для участка диаграммы, ограниченного пределами измеряемых температур); f — площадь диаграммы (разность показаний счетного механизма планиметра), см²; l — длина диаграммы, см.

Средняя температура при обработке диаграммы методом ординат, °С:

$$t_{ср} = h_{ср} k_д, \qquad (6\text{-}24)$$

где $h_{ср}$ — высота средней ординаты диаграммы, см.

В связи с тем что термопары и переносный милливольтметр могут быть поверены раздельно или совместно, соответственно составляются два аттестата — на термопару и милливольтметр, а во втором случае — один общий на оба прибора. Это необходимо учитывать при обработке материалов измерений.

Действительное значение термо-э. д. с., измеряемой переносным милливольтметром, мВ,

$$E = (E' \pm \Delta E_1)\frac{R^t{}_м + R'_{вн}}{R_м + R_{вн}} + \Delta E_2, \qquad (6\text{-}25)$$

где $R_м$ и $R^t{}_м$ — сопротивления милливольтметра при градуировке и измерении, Ом; $R_{вн}$ и $R'_{вн}$ — сопротивления внешней цепи термоэлектрического термометра (термопары, компенсационных и соединительных проводов) при градуировке и измерении, Ом.

Сопротивление $R^t{}_м$ вычисляется по формуле

$$R^t{}_м = R_м + 0{,}004 R_{р.м}(t'_м - t_м), \qquad (6\text{-}26)$$

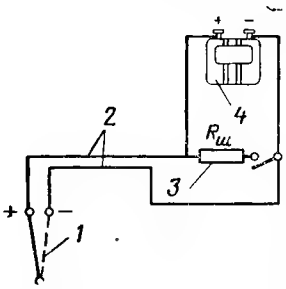


Рис. 6-33. Схема шунтового включения термопары.

1 — термопара; *2* — соединительные провода; *3* — шунт; *4* — милливольтметр.

где $R_{р.м}$ — сопротивление рамки милливольтметра при температуре градуировки, Ом; $t_м$ и $t'_м$ — температура милливольтметра при градуировке и изменении, °С.

Сопротивление внешней цепи $R'_{вн}$ — термометра можно определить расчетным путем или при помощи переносных приборов (уравновешенного моста типа МВУ или потенциометра типа ПП) компенсационным методом. Практически значение $R'_{вн}$ удобнее определять по схеме так называемого шунтового включения (рис. 6-33). В этом случае сопротивление внешней цепи, Ом:

$$\frac{1}{R'_{вн}} = \frac{1}{R_ш \frac{e_1}{e_2}} - \frac{1}{R_м}, \qquad (6\text{-}27)$$

где $R_ш$ — сопротивление шунта, выбираемое равным предполагаемому сопротивлению внешней цепи, Ом; e_1 и e_2 — показание милливольтметра до и после включения шунта, мВ.

На основании полученного по формуле (6-22) или (6-25) значения термо-э. д. с. E по градуировке термопары (см. табл. 6-11) находится действительная температура измеряемой среды.

При измерении температуры среды переносным милливольтметром, градуированным в градусах, действительная ее температура, °С:

$$t = t' + c(t'_0 - t_0), \qquad (6\text{-}28)$$

где t' — показание милливольтметра, °С; t_0 и t'_0 — температуры свободных концов термопары при градуировке

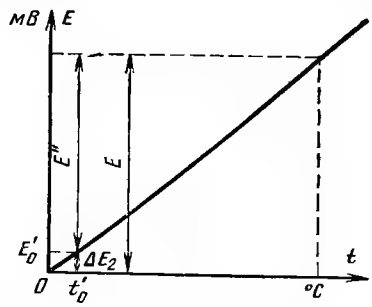


Рис. 6-34. График для введения поправки на изменение температуры свободных концов термопары.

Таблица 6-16

Значения коэффициента кривизны характеристики термопар

Температурный интервал t', °С	Значение коэффициента C				
	Градуировка термопары				
	ПП	ХА	ХК	МК	Ж
0—100	1,00	1,00	1,00	0,97	1,00
101—200	0,82	1,00	0,90	0,83	0,96
201—300	0,72	1,00	0,83	0,77	0,95
301—400	0,69	0,98	0,81	0,72	0,95
401—500	0,66	0,98	0,83	—	0,95
501—600	0,63	1,00	0,79	—	0,95
601—700	0,62	0,96	0,78	—	—
701—800	0,60	1,00	0,80	—	—
801—900	0,59	1,00	0,80	—	—
901—1000	0,56	1,00	—	—	—
1001—1100	0,55	1,07	—	—	—
1101—1200	0,53	1,11	—	—	—
1201—1300	0,53	—	—	—	—
1301—1400	0,52	—	—	—	—

и измерении, °С; c — коэффициент, учитывающий кривизну характеристики термопары (табл. 6-16).

Более точно поправка на температуру свободных концов термопары находится графическим путем при помощи градуировочной кривой (рис. 6-34), построенной по градуировочной характеристике. Для этого необходимо отложить на графике температуру t'_0 и по ней найти соответствующее значение поправки ΔE_2 и прибавить к нему значение термо-э. д. с. E'', найденное в соответствии с формулой (6-24) из равенства

$$E'' = (E' \pm \Delta E_1)\,\frac{R^t_{\text{м}} + R'_{\text{вн}}}{R_{\text{м}} + R_{\text{вн}}}. \qquad (6\text{-}29)$$

По отложенной на графике ординате $\Delta E_2 + E''$, равной действительному значению измеряемой термо-э. д. с. E, находится соответствующая ей действительная температура t среды.

В случае измерения температуры дымовых газов экранированными термопарами ее действительное значение, °С:

$$t = t_{\text{э}} + \Delta t_{\text{л}}, \qquad (6\text{-}30)$$

где $t_{\text{э}}$ — температура дымовых газов по показанию экранированной термопары, °С; $\Delta t_{\text{л}}$ — температурная поправка на лучеиспускание экранированной термопары, определяемая по номограмме (см. рис. 6-24), °С.

Температурная поправка на лучеиспускание $\Delta t_{\text{л}}$ зависит от абсолютной температуры и скорости дымовых газов, а также от температуры «холодных» поверхностей котлоагрегата. Эта поправка также может быть оценена по опытным данным с достаточной для практических целей точностью в зависимости от температуры в потоке газов:

$t_{\text{э}}$, °С	$\Delta t_{\text{л}}$, °С	$t_{\text{э}}$, °С	$\Delta t_{\text{л}}$, °С
150	1,2—1,5	550	20,7—21,3
250	2,5—3,2	650	26,5—27,2
350	7,8—8,5	750	30,0—32,5
450	13,6—14,5		

В зависимости от схемы соединения термопары со вторичным прибором (потенциометром или милливольтметром) температура свободных концов термопары будет равна:

1) для схемы с соединительными (медными) проводами — температуре на зажимах в головке термопары;

2) для схемы с компенсационными и соединительными проводами — температуре в точке соединения этих проводов между собой;

3) для схемы с компенсационными проводами — температуре масла в термостате (см. рис. 6-15);

4) для схемы группового термостатирования с вынесенными свободными концами в зону постоянных температур (см. рис. 6-16) — температуре в термостате.

Если при измерении температуры свободные концы термопары находятся в термостате с тающим льдом, то поправка на их температуру вводится только в случае, когда поверка (градуировка) термопары производилась при температуре свободных концов выше 0°С.

При измерении температуры среды термоэлектрическим термометрами возникает ряд частных погрешностей. На основании средних приведенных значений последних находится общая квадратичная погрешность измерения термо-э. д. с., %:

$$\sigma_e = \sqrt{\sigma^2_{e_1} + \sigma^2_{e_2} + \sigma^2_{e_3} + \sigma^2_{e_4} + \sigma^2_{e_5} + \sigma^2_{e_6} + \sigma^2_{e_7} + \sigma^2_{e_8}}, \qquad (6\text{-}31)$$

где σ_{e_1} — погрешность, вызванная неоднородностью термоэлектродных материалов, $\pm(0,15-0,2)$ %; σ_{e_2} — погрешность градуировки термопары, $\pm(0,2-0,3)$ %; σ_{e_3} — основная погрешность вторичного прибора; для переносного милливольтметра типа МПП-054 $\pm(1-1,5)$ %, а для переносного потенциометра типа ПП $\pm(0,2-0,5)$ %; σ_{e_4} — погрешность определения общего сопротивления термоэлектрической цепи пирометра (при измерении милливольтметром) $\pm(1,5-2)$ %; σ_{e_5} — погрешность определения температуры свободных концов термопары, около $\pm 0,2$%; σ_{e_6} — погрешность отсчета показаний по шкале вторичного прибора, $\pm 1,5$%; σ_{e_7} — погрешность, связанная с недостаточно полным учетом теплообмена термопары с внешней средой, равная для воды, пара и воздуха, протекающих по трубопроводу, $\pm 0,5$%, а для газов и воздуха, протекающих в широких каналах с менее нагретыми поверхностями, $\pm(1,5-2)$ %; σ_{e_8} — погрешность, связанная с определением среднего значения температуры по сечению потока, равная для трубопроводов $\pm(0,5-0,8)$ %, а для широких каналов при движении газа и воздуха $\pm(2,5-3)$ %.

Согласно указанным значениям частных приведенных погрешностей общая погрешность измерения термо-э. д. с., подсчитанная по формуле (6-31), может изменяться в пределах $\pm(2,5-5)$ %.

6-22. ПОВЕРКА ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ТЕРМОМЕТРОВ

Термопары и вторичные приборы — потенциометры и милливольтметры — подвергаются обычно поверке в отдельности. Поверка и градуировка рабочих термопар производятся методом сравнения их показаний с показаниями образцовых приборов. Термопары до температуры 300°С поверяются в водяном и масляном термостатах по образцовому ртутному термометру, а до 1300°С — в электрической трубчатой печи по образцовой платинородий-платиновой термопаре. В процессе поверки температура свободных концов термопары поддерживается при помощи термостата с тающим льдом постоянной (0°С). Термо-э. д. с. образцовой и поверяемой термопар измеряется лабораторным или переносным потенциометром. Потенциометры и переносные милливольтметры поверяются также путем сравнения их показаний с показаниями лабораторного потенциометра. Порядок поверки термоэлектрических термометров предусмотрен инструкциями Госстандарта СССР.

6-23. ПИРОМЕТРЫ ИЗЛУЧЕНИЯ

По принципу действия пирометры излучения разделяются на оптические (частичного излучения), радиационные (полного излучения) и фотоэлектрические.

Измерение температуры оптическими пирометрами основывается на методике сравнения яркости излучения видимых лучей нагретого тела при длине волны 0,65 мкм с яркостью излучения нити накаливания пирометрической лампы, регулируемой от руки. В радиационных пирометрах световые и тепловые лучи нагретого тела направляются при помощи собирательной

линзы (рефрактора) или отражательного зеркала (рефлектора) на теплочувствительный элемент (термобатарею или термометр сопротивления), соединенный с электроизмерительным прибором (милливольтметром, потенциометром и т. п.).

Действие фотоэлектрического пирометра основано на свойствах фотоэлемента изменять возникающий в нем фототок пропорционально световому потоку, падающему на него от нагретого тела (излучателя).

Шкалы оптических, радиационных и фотоэлектрических пирометров градуируются по излучению абсолютно черного тела соответственно в градусах яркостной, радиационной и цветовой температуры. Радиационная и яркостная температура физических тел всегда меньше истинной; цветовая температура может оказаться больше или меньше истинной.

Оптические, радиационные и фотоэлектрические пирометры не обеспечивают достаточную точность измерения температуры, а поэтому применяются лишь для общей оценки режима работы топочных устройств котлоагрегатов. При этом следует иметь в виду, что измеренные указанными приборами температуры могут быть использованы только для определения относительного расположения зон факела с различной температурой в топочной камере. Погрешность измерения температуры оптическими пирометрами примерно ±1,5—2,0%, радиационными ±2,5—3,5%, а фотоэлектрическими 1—1,5%.

При испытании котельных установок для измерения температур в топках применяются следующие серийные пирометры излучения:

оптические пирометры с исчезающей нитью переменного накала типа ОППИР-017 (первой модификации) для измерения температур от 800 до 2000°С;

радиационные пирометры типа РАПИР с рефракторной оптической системой и компенсирующим устройством для измерения температур в интервале 400—2500°С;

фотоэлектрические пирометры типа ФЭП-4 [104; 64] *.

Наиболее удобными и дающими наименьшие погрешности измерения считаются оптические пирометры с исчезающей нитью. К недостаткам этих приборов относятся субъективность отсчета, обусловленная качеством зрения наблюдателя, и сравнительно большое время (от 20 до 40 с), необходимое для измерений. При сжигании твердых и жидких топлив пламя образует сплошной светящийся спектр излучения, при сжигании газообразного топлива — бесцветное или слегка светящееся пламя. Спектр излучения в последнем случае — линейный, что делает невозможным применение оптических пирометров для измерения температуры в топке при сжигании газового топлива.

* Опыт их применения пока ограничен.

Таблица 6-17

Температурные поправки к показаниям оптических пирометров

Коэффициент преломления оптики	Температурная поправка при показании пирометра, °С							
	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000
1,50	3,1	4,6	6,4	8	11	14	18	20
1,55	3,8	5,7	8,0	10	13	16	21	25

Поправки на смещение эффективной длины волны при преломлении лучей в стеклах оптического пирометра сравнительно невелики (табл. 6-17), а поэтому учитывать их имеет смысл только при измерении температуры выше 1300°С.

Переносные технические приборы с ручной наводкой ОППИР-017 (первой модификации исполнений) и ОППИР-55 (с источником питания в ручке прибора) предназначены для периодических измерений яркостной температуры поверхности нагретых тел.

Оптический пирометр ОППИР-017 (рис. 6-35) имеет двойную шкалу с пределами измерений 800—1400°С (верхняя шкала) и 1200—2000°С (нижняя шкала). Для получения монохроматического излучения окуляр прибора снабжен красным светофильтром, пропускающим лучи только одной длины волны (0,65 мкм). Установленная в приборе пирометрическая лампа типа СИ-13, служащая эта-

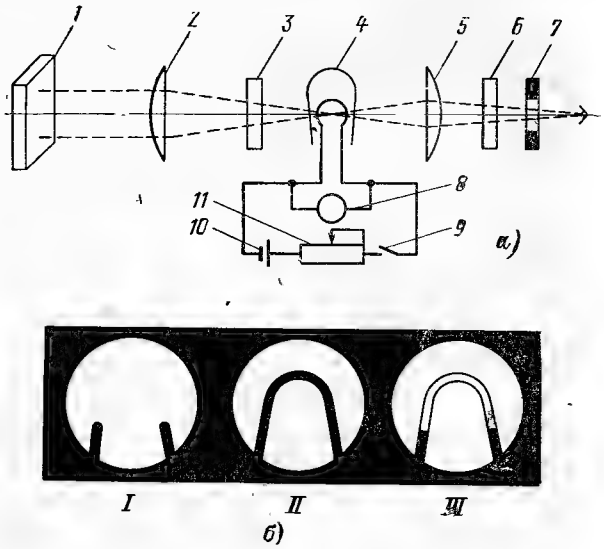


Рис. 6-35. Оптический пирометр типа ОППИР.

а — схема прибора: *1* — излучатель; *2* — объектив; *3* — поглощающее стекло; *4* — пирометрическая лампа; *5* — окуляр; *6* — красный светофильтр; *7* — диафрагма; *8* — показывающий прибор; *9* — выключатель питания; *10* — аккумулятор; *11* — реостат; *б* — яркость нити накаливания при измерении: *I* — правильное измерение — температура нити и излучателя равны; *II* и *III* — неправильное измерение — неравенство температур нити и излучателя.

лоном измерения яркости, предназначена для работы при температуре не более 1400°С. При этом условии срок службы ее практически не ограничен. Нагрев вольфрамовой нити лампы выше 1400°С приводит к изменению ее характеристики из-за распыления (утонения) нити, т. е. к нарушению градуировки прибора. Каждый оптический пирометр имеет индивидуальную градуировку шкалы, зависящую от его лампы. В случае замены последней шкала прибора должна быть переградуирована. При измерении температур в диапазоне 1200—2000°С необходимо ослабить видимую яркость излучателя путем введения между ними и лампой поглощающего (затемненного) стекла.

В зависимости от измеряемой температуры значение тока, протекающего через пирометрическую лампу, составляет 0,2—0,4 А. Питание пирометра осуществляется от двух соединенных последовательно щелочных аккумуляторов типа КН-10 или НК-13 напряжением 2—2,6 В. Лишь в исключительных случаях допускается использование для питания прибора сухих элементов, которые сравнительно быстро теряют свои свойства.

Оптическая система пирометра позволяет производить измерение температуры на расстоянии 0,7—5 м от источника излучения. При измерении продольная ось прибора должна занимать горизонтальное положение, а шкала — вертикальное. С целью уменьшения погрешности, связанной с субъективностью визуальных наблюдений, желательно, чтобы измерение температуры в топке производилось одним и тем же наблюдателем и прибором. Для работы с оптическим пирометром нельзя допускать лиц, у которых дальнозоркость или близорукость соответственно превышает плюс 4 или минус 6 диоптрий, а также лиц, имеющих дефект зрения — дальтонизм. Глаза и лицо наблюдателя-пирометриста при измерениях должны защищаться от ожогов (во время неожиданных хлопков или сильных пульсаций в топке) с помощью защитных щитков из фанеры или толстого картона, надеваемых на неподвижную часть объектива.

Введение поправки к показаниям оптических пирометров на несоответствие интенсивностей монохроматического излучения измеряемого и абсолютно черного тела не производится, так как в настоящее время еще нет достаточно надежных данных о степени интенсивности излучения пламени в топочной камере котлоагрегата.

Оптические пирометры должны поверяться не реже чем 1 раз в 4 года в органах Госстандарта СССР.

Порядок измерения температуры оптическим пирометром типа ОППИР определен инструкцией завода, прилагаемой к каждому отдельному экземпляру прибора.

Преимуществом радиационных пирометров (рис. 6-36) по сравнению с оптическими является отсутствие специального источника тока и возможность дистанционной передачи показаний. К недостаткам их следует отнести неизбежные погрешности из-за несоответствия условий измерения и градуировки прибора (влияние расстояния прибора от источника излучения, размера нагретого тела, лучепоглощения промежуточной среды и т. п.), а также вследствие нагревания самого пирометра. Кроме того, радиационные пирометры требуют применения кожухов с водяным охлаждением, что затрудняет их использование.

Введение поправки к показаниям радиационных пирометров на неполную черноту источника излучения практически не имеет смысла из-за неопределенности значения коэффициента черноты интегрального излучения топочных газов. Расстояние радиационного пирометра от объекта измерения должно не более чем в 20 раз превышать ширину видимого объекта. Нормальные условия работы пирометра соответствуют температуре корпуса телескопа 20±2°С и расстоянию от прибора до объекта измерения 0,5—1,5 м. При этом эквивалентный диаметр лючка соответственно должен быть равен 35—75 мм при отношении

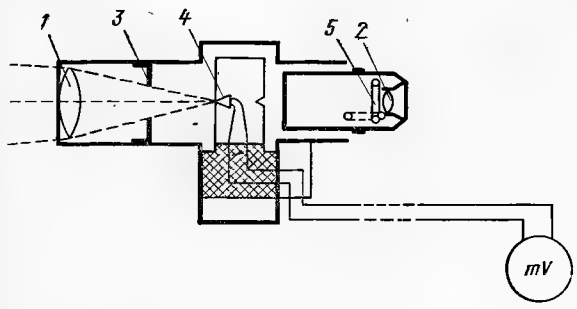


Рис. 6-36. Схема радиационного пирометра с термобатареей.

1 — линза объектива; *2* — линза окуляра; *3* — диафрагма; *4* — термобатарея в стеклянном защитном баллоне; *5* — защитное стекло.

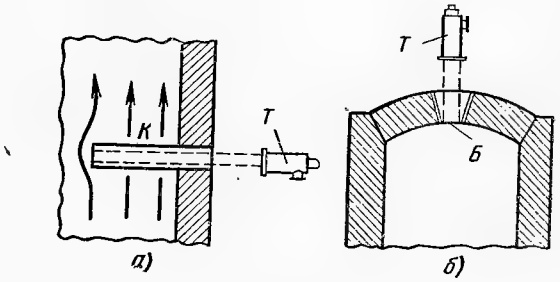


Рис. 6-37. Схемы установки телескопов радиационных пирометров, визирующих на черные излучатели.

а — на дно калильной трубки; *б* — на донышко карбофраксового блока.

расстояния от телескопа до лючка к диаметру лючка 10 : 1—20 : 1 и от 50 до 225 мм при отношении 7 : 1.

Применение радиационных пирометров требует использования специальных стационарных приспособлений для защиты прибора от чрезмерного натрева, выброса пламени и пыли из топки. Требуется также установка специальных калильных трубок (рис. 6-37), на дно которых визируется телескоп прибора. Эти трубки изготовляются из огнеупорных материалов (карборунда или карбофракса), обладающих высоким суммарным коэффициентом черноты излучения.

6-24. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ В ТОПКЕ КОТЛОАГРЕГАТА

Для определения характера распределения температур в топочном пространстве на каждой стенке топки равномерно по ее высоте должны быть расположены лючки в количестве 16—24 шт. для котлоагрегатов $D \leqslant 640$ т/ч (рис. 6-38) или от 30 до 60 шт. для котлоагрегатов $D \geqslant 640$ т/ч.

Изотермические поля факела наносятся на предварительно выполненный ряд одинаковых эскизов топки в масштабе 1 : 100, на которых указывают координаты отдельных точек измерения и их нумерацию, соответствующую нумерации точек котлоагрегата. На этих эскизах отмечают значения температур в каждой точке измерения, что позволяет в процессе наладки работы топки более правильно отрегулировать положения факела.

Следует учитывать, что температура факела в отдельных точках измерения может быстро изменяться, и, следовательно, не всегда повторные ее измерения будут давать совпадающие результаты. Поэтому при снятии характера распределения изотерм в топке (через лючки по обеим сторонам котлоагрегата) принимают условно, что температура факела в отдельных его частях остается постоянной в течение всего времени измерения (до 1 ч).

С целью ускорения процесса измерения температуры в топках, работающих под разрежением, и обеспечения безопасности занятого этим персонала снятие изотерм должно производиться двумя лаборантами-наблюдателями, из которых один измеряет температуру пирометром, а другой открывает и закрывает лючки и ведет запись показаний в журнале наблюдений. Снятие изотермических полей разрешается только при установившемся режиме работы котлоагрегата и соответствующем разрежении в его топке.

При построении изотерм делается допущение, что температуры факела между соседними точками изменяются линейно.

Для изображения изотерм в топке берется по ее эскизу расстояние между двумя точками измерения, на которое делится разность температур в этих точках. Затем находятся точки, через которые должны проходить линии, соответствующие температурам 1050, 1100, 1150°С и т. д.

Так, например, средняя температура части факела в точке измерения *7* равна 1520°С, а в точке *10* — 1320°С. Расстояние между этими точками составляет по эскизу 30,8 мм. Тогда масштаб температуры будет равен (1520 -1300)/30,8= =6,5°С/мм и линии (изотермы) температур 1350 и 1400°С будут находиться от точки *7* на расстояниях соответственно (1520—1400)/6,5=26 и 1520—1400/6,5= =18,5 мм.

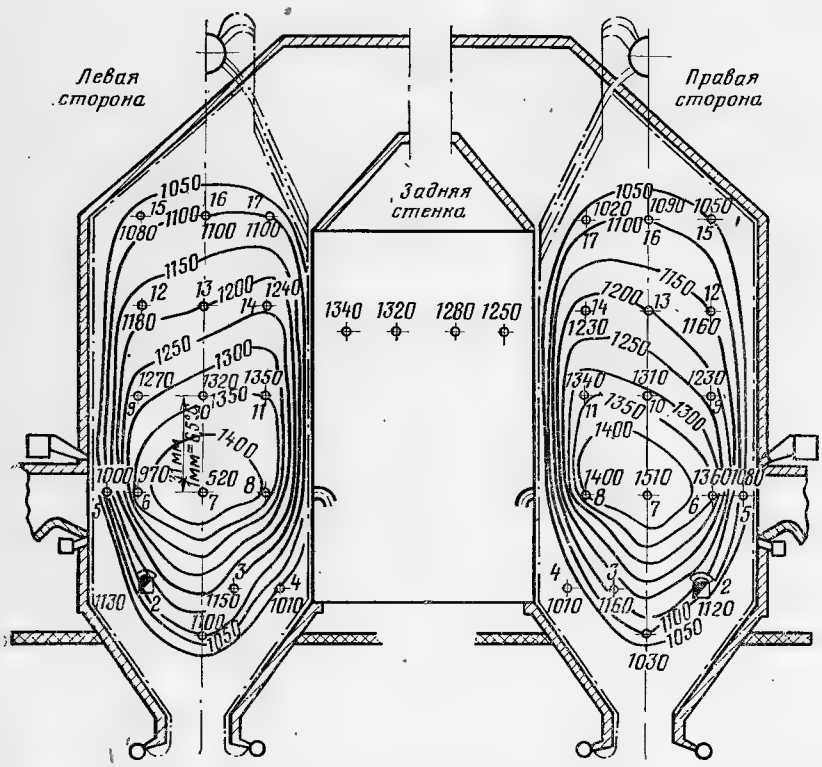


Рис. 6-38. Пример распределения температур в топке парового котлоагрегата (без наддува).

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

ИЗМЕРЕНИЕ ДАВЛЕНИЙ И РАЗРЕЖЕНИЙ

7-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Полное давление движущейся среды слагается из двух частей представляющих их потенциальную и кинетическую энергию т. е.

$$p_п = p_{ст} + p_д, \qquad (7\text{-}1)$$

где $p_{ст}$ — статическое давление потока; $p_д$ — динамическое давление потока (скоростной напор).

Динамическое давление можно подсчитать при умеренных (до 60 м/с) скоростях движущегося потока с погрешностью до ±3%, кгс/м²:

$$p_д = \frac{w^2\rho}{2g}. \qquad (7\text{-}2)$$

При больших скоростях движущегося потока ($M = w/a > 0{,}2$, где a — скорость звука в данной среде) формула (7-2) становится недостаточно точной и определение давления, кгс/м², следует производить по формуле

$$p_д = p_{ст}\left[\left(\frac{w^2}{2g}\,\frac{1}{RT}\,\frac{\chi-1}{\chi}+1\right)^{\frac{\chi}{\chi-1}}-1\right], \qquad (7\text{-}3)$$

где w — скорость движения вещества, м/с; g — ускорение свободного падения, м/с²; χ — показатель адиабаты измеряемого вещества (см. табл. 8-1); R — газовая постоянная среды; T — абсолютная температура, °К; ρ — плотность вещества, кг/м³.

При испытании котельных установок для измерения давления и разрежения рабочих веществ применяются: пружинные манометры, пружинные и ртутные барометры, жидкостные тягонапоромеры и микроманометры. Требования к точности измерения давления (разрежения) при испытаниях в промышленных условиях сравнительно невелики и в большинстве случаев определяются следующими значениями:

Давление, кгс/см²	Пределы точности измерения, кгс/см²
100—400	1,0—5,0
30—80	0,1—0,5
0,5—25	0,05—0,2

Для измерений низких статических давлений (от 3 до 1000 кгс/м²) требуется точность 0,2—1 кгс/м².

В практике испытаний для записи давления или разрежения используются электронные автоматические многоточечные и одноточечные самопишущие приборы с дифференциально-трансформаторной измерительной схемой (ЭПИД, ЭПП-70, КСД-2, КСД-3), обеспечивающие в зависимости от типа прибора регистрацию сигналов от 1 до 12 точек с основной погрешностью, не превышающей ±1% рабочего хода плунжера датчика (МЭД, ЧМ, ДТ, ДМ) для приборов типа ЭПИД и ЭПП-70 и с точностью ±1—1,5% для приборов КСД. Кроме того, могут быть использованы (после несложных переделок) электронные автоматические потенциометры и уравновешенные мосты типов ЭПП, ЭМП, ПС и МС. При переделке этих приборов по схеме ОРГРЭС переключатель и печатающий ролик приспосабливаются для поочередного подключения необходимого числа точек измерений и записи их показаний, для чего в механизм этих приборов встраивается компенсационная система, состоящая из индукционной катушки, плунжера, рычага и профильного кулачка, закрепленного на оси реохорда. Узел компенсационной системы включается по дифференциально-трансформаторной схеме; к нему последовательно присоединяются при помощи переключателя вторичные обмотки катушек индукционных потенциометрических датчиков типа ИПБ-45 (рис. 7-1) или сильфонных дифференциальных тягонапоромеров (манометров) конструкции ОРГРЭС. Для измерения указанными выше потенциометрами и мостами давлений без переделки их электрической схемы применяется выпрямительная приставка ПВ-3 или ПВ-6 (рис. 7-2) [102].

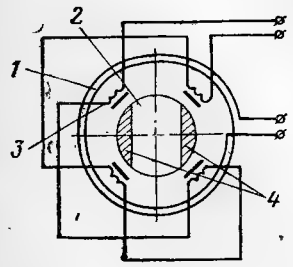


Рис. 7-1. Принципиальная схема индукционного потенциометра типа ИПБ-45.

1 — первичная обмотка; 2 — ротор; 3 — вторичная обмотка; 4 — сегменты ротора.

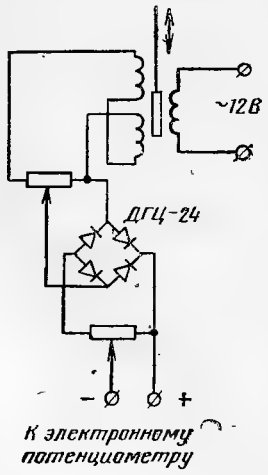


Рис. 7-2. Выпрямительная приставка к схемам измерения давлений автоматическими потенциометрами.

7-2. ПРУЖИННЫЕ МАНОМЕТРЫ

Применяются главным образом пружинные манометры с одновитковой трубчатой пружиной и секторным передаточным механизмом (рис. 7-3). Эти манометры имеют круглую шкалу с углом раствора 270—300°. В зависимости от назначения пружинные манометры

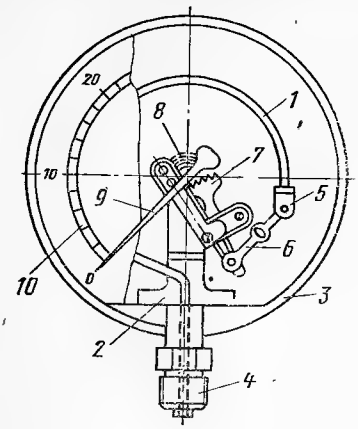


Рис. 7-3. Пружинный манометр.

1 — трубчатая пружина; *2* — держатель; *3* — корпус; *4* — штуцер; *5* — пробка с шарнирной осью; *6* — проводок; *7* — зубчатый сектор; *8* — спиральная пружинка (волосок); *9* — стрелка; *10* — шкала.

делятся на технические (рабочие), контрольные и образцовые.

Технические пружинные манометры выпускаются с фланцевыми и штуцерными соединениями типа ОБМ или ОБМГн, применяются для постоянного измерения давления рабочей среды и имеют классы точности 0,6; 1,0; 1,6 и 2,5. Из них при теплотехнических испытаниях применяются приборы классов 0,6 и 1,0.

Контрольные пружинные манометры типов МКО (однострелочные) и МКД (двухстрелочные) служат главным образом для периодической проверки технических манометров на рабочем месте и лишь изредка для непосредственного измерения. Они имеют верхний предел измерений до 157 МПа (1600 кгс/см²) класса точности 0,4; 0,6 и 1,0. Манометры типа МКД имеют две параллельные трубчатые пружины с независимыми передаточными механизмами и стрелками. Совпадение показаний обеих стрелок (с учетом основной погрешности каждой манометрической системы) указывает на исправное состояние манометра.

Образцовые пружинные манометры типа ОМ применяются для поверки технических и контрольных манометров, а также для точных измерений давлений при определении гидродинамического сопротивления элементов парового котла. Образцовые манометры имеют класс точности 0,16; 0,25 или 0,4 при верхнем пределе измерения до 58,8 МПа (600 кгс/см²) и класс точности 0,4 — при более высоком верхнем пределе.

Шкалы технических и контрольных пружинных манометров градуируются в кгс/см², а образцовых — в угловых градусах. Шкала образцового манометра содержит 300° с оцифровкой через каждые 10°. Наличие у образцовых манометров равномерной шкалы обеспечивает более точный отсчет показаний (табл. 7-1).

При измерениях следует периодически проверить исправность манометра путем соединения полости трубчатой пружины с атмосферой при помощи трехходового крана, установленного перед прибором. В этом случае стрелка манометра должна совпасть с нулевой отметкой шкалы. В опытах продолжительностью до 24 ч нуль прибора необходимо поверять через равные промежутки времени не менее 1—2 раз. Для устранения влияния на точность измерения сил трения в передаточном механизме манометра рекомендуется перед каждым отсчетом показаний слегка постучать пальцем по корпусу прибора.

Включать и выключать пружинные манометры следует медленно во избежание его повреждения при резких изменениях давления. Для предохранения трубчатой пружины от появления остаточных деформаций нельзя допускать повышения давления сверх предельного значения шкалы манометра.

Исходя из требуемой точности и надежности показаний, пружинный манометр выбирают с таким расчетом, чтобы верхний предел его шкалы превышал среднее измеряемое значение при постоянном или плавно изменяющемся давлении в 1,5 раза, а при колеблющемся — в 2 раза. В обоих случаях наименьшее измеряемое давление должно быть больше значения давления, соответствующего 1/3 шкалы манометра. При испытаниях следует применять манометры с диаметром корпуса не менее 100 мм.

Для получения правильных показаний пружинные манометры необходимо устанавливать в соответствии со следующими требованиями.

1. Манометр следует присоединять по возможности к прямому участку трубопровода. Для отбора давления просверлить в стенке нормально к оси трубы отверстие диаметром 4—8 мм, над которым приварить соединительный штуцер. Во избежание возмущения потока края отверстия на внутренней поверхности трубы должны быть слегка закруглены.

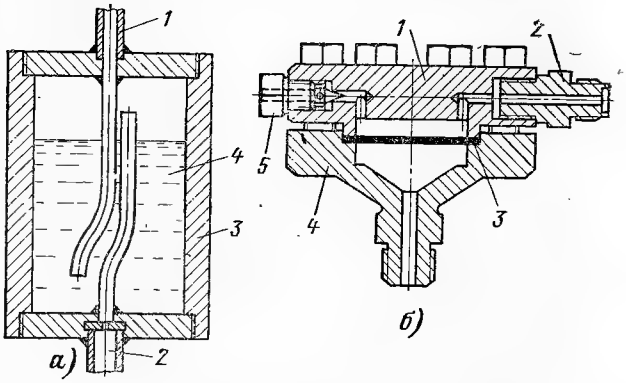


Рис. 7-4. Разделительные устройства для манометров.

а — жидкостное: *1* и *2* — трубки; *3* — сосуд; *4* — разделительная жидкость; *б* — мембранное: *1* — крышка; *2* — штуцер; *3* — резиновая мембрана; *4* — корпус; *5* — пробка.

Таблица 7-1

Характеристики пружинных манометров, применяемых при испытаниях котельных установок

Наименование манометра	Тип прибора	Пределы шкалы, кгс/см²	Цена деления, кгс/см²	Класс точности	Температура окружающего воздуха, °С
Технический рабочий	МТИ	0—25 0—40 0—60 0—100 0—160 0—250 0—400	0,2; 0,5 0,2; 0,5 0,5; 1,0 0,5; 1,0 1,0; 2,0 2,0; 5,0 2,0; 5,0	0,6; 1,0	От 10 до 35
	ОБМ	0—25 0—40 0—60	0,5 1,0 1,0	1,5 1,5 1,5	От —50 до +60
	ОБМГ	0—100 0—160 0—250 0—400 0—600	2,0 2,0 5,0 10,0 10,0	1,5 1,5 1,5 1,5 1,5	
Контрольный	МКО	0—25 0—40 0—60	0,5 0,5 0,5; 1,0	0,4; 0,6	От —20 до +60
	МКД	0—60 0—100 0—160 0—250 0—400	1,0 1,0 2,0 5,0 5,0	0,6; 1,0	
Образцовый	МО	0—25 0—40 0—60 0—100 0—160 0—250 0—400	25*/300 40/300 60/300 100/300 160/300 250/300 400/300	0,4	От 5 до 35
Образцовый	МО (модели № 1226 и 1227)	0—25 0—40 0—60 0—100 0—160 0—250 0—400	25/300 40/300 60/300 100/300 160/300 250/300 400/300	0,16 и 0,25	От 5 до 35

* Значения под чертой означают угловые градусы шкалы.

2. В горизонтальных и наклонных участках трубопровода штуцер для установки манометра следует располагать на верхней или боковой образующей трубы с целью предохранения его и соединительной линии от засорения.

3. При измерении давления вязкой и загрязненной среды (мазута и др.) отборное устройство должно состоять из разделительного сосуда с водой (рис. 7-4,*а*) или разделительной камеры с резиновой мембраной (рис. 7-4,*б*).

4. Для уменьшения запаздывания показаний манометра и обеспечения плотности его соединительной линии длина последней от места отбора давления до прибора не должна превышать 30—35 м.

5. Соединительные линии манометров должны выполняться из медных или латунных трубок (с внутренним диаметром не менее 8 мм) при температуре измеряемой среды менее 400°С и из стальных — при температуре 400—600°С.

6. Соединительные трубки манометров следует прокладывать кратчайшим путем с уклоном не менее 0,1 в сторону места отбора давления, если измеряемая среда пар, пыль, газ, или в сторону манометра, если измеряемая среда жидкость. Не следует допускать многократных изгибов линий.

7. Для обеспечения продувки соединительной линии и возможности параллельного присоединения к рабочему манометру контрольного прибора необходимо перед рабочим манометром устанавливать при давлении среды до 50 кгс/см² трехходовой пробковый кран (рис. 7-5,*а*), а при давлении свыше 50 кгс/см² — штуцер с двумя игольчатыми вентилями (рис. 7-5,*б*).

8. При измерении манометром пульсирующего давления (в трубопроводах после насосов и т. п.) необходимо для уменьшения износа передаточного механизма установить между прибором и трехходовым краном дроссельную шайбу с диаметром отверстия 0,5—1 мм или применить демпфирующее устройство (рис. 7-6).

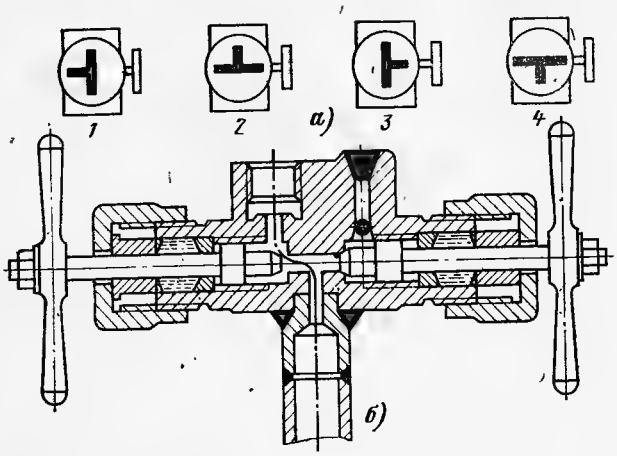
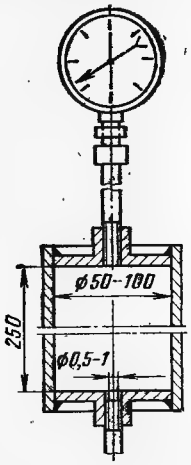


Рис. 7-5. Запирающие устройства для манометров.
а — трехходовой пробковый кран; *1* — рабочее положение; *2* — проверка нуля; *3* — присоединение контрольного манометра; *4* — продувка соединительной линии; *б* — штуцер с игольчатыми вентилями.

Рис. 7-6. Установка манометра с демпфирующим устройством.



9. Манометры следует устанавливать вертикально, соединительным штуцером вниз и располагать на уровне глаз наблюдателя. Шкала манометра должна быть хорошо освещена.

10. Манометры устанавливаются в местах, не подверженных действию высоких температур и вибрации. Для защиты манометров от нагрева измеряемой средой следует применять сифонные (U-образные или кольцевые) трубки (рис. 7-7).

11. Целесообразно выбирать одинаковый геодезический уровень установки манометра и отбора давления. При расположении манометра выше или ниже точки отбора давления к его показанию должна вводиться поправка на высоту столба воды в соединительной трубке.

В общем случае избыточное давление измеряемого вещества, кгс/см²:

$$p = p' \pm \Delta p_1 - \Delta p_2 \pm \Delta p_3, \qquad (7\text{-}4)$$

где p' — среднее давление за время проведения опыта или показания манометра при отдельном отсчете, если колебание измеряемого давления во время опыта не превышает ±5%, кгс/см²; Δp_1 — основная поправка по аттестату манометра, кгс/см²; Δp_2 — поправка на температуру окружающей манометр среды, кгс/см²; Δp_3 — поправка на высоту столба воды в соединительной трубке, кгс/см².

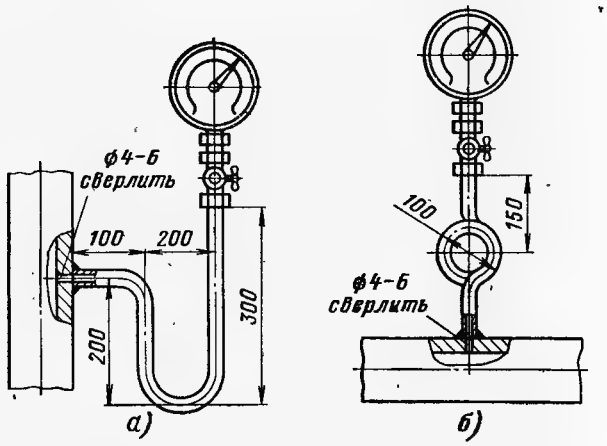


Рис. 7-7. Установка манометра с сифонной трубкой.
а — U-образной; *б* — кольцевой.

Основная поправка манометра определяется при поверке его по образцовому прибору. Температурная поправка к показанию манометра вводится в случае, если температура окружающей среды отклоняется от градуировочного значения (20°С) более чем на ±5°С:

$$\Delta p_2 = k_t p'(t' - t), \qquad (7\text{-}5)$$

где k_t — температурный коэффициент манометра, равный в среднем для приборов с латунными трубчатыми пружинами $0{,}4 \cdot 10^{-3}$ (°С)$^{-1}$; p' — показание манометра, кгс/см²; t' и t — температуры окружающей среды при измерении и градуировке, °С.

Поправка на высоту столба воды в соединительной трубке, имеющая положительный знак при установке манометра выше места отбора давления и отрицательный при обратном расположении,

$$\Delta p_3 = \frac{H\rho}{10\,000}, \qquad (7\text{-}6)$$

где H — высота столба воды в соединительной трубке от места отбора давления до штуцера манометра, м; ρ — плотность воды в соединительной трубке, кг/м³.

Абсолютное давление измеряемого вещества, кгс/см²:

$$p_{аб} = p + p_б, \qquad (7\text{-}7)$$

где $p_б$ — атмосферное давление, кгс/см².

Средняя квадратичная (относительная) погрешность измерения давления пружинными манометрами, %:

$$\sigma_p = \sqrt{\sigma^2_{p_1} + \sigma^2_{p_2} + \sigma_{p_3}}, \qquad (7\text{-}8)$$

где σ_{p_1} — погрешность измерения, возникающая из-за неточности отсчета показаний по шкале прибора и которая может достигать ±(1,5—2); σ_{p_2} — погрешность показаний прибора, равная ±2,0% при измерении давления до 50 кгс/см² и ±(1,0—1,5)% — свыше 50 кгс/см²; σ_{p_3} — погрешность из-за неправильного выбора или выполнения места отбора, равная 0,4—0,7% измеряемого давления при скорости потока 20—35 м/с.

Значение σ_{p_1}, %, находится из равенства

$$\sigma_{p_1} = \frac{\sigma_{p_4}}{\sqrt{n-1}}, \qquad (7\text{-}9)$$

где σ_{p_4} — относительная погрешность отсчета показаний, наибольшее значение которой не превышает половины цены деления шкалы прибора, кгс/см²; n — число измерений за время опыта.

Точность технических (рабочих) пружинных манометров зависит от упругого последействия пружины, износа передаточного механизма и возможных повреждений прибора при его транспортировке и установке. Ввиду этого перед началом и после окончания испытания манометры следует поверять при помощи образцовых поршневых манометров типа МП-60 — для давлений до 60 кгс/см² и типа МП-600 — до 500 кгс/см².

При проведении испытаний котлов технические пружинные манометры следует периодически поверять на рабочем месте при помощи контрольных манометров. Поправки к показанию манометра определяются как средние арифметические значения из результатов поверки приборов до и после проведения испытания.

7-3. БАРОМЕТРЫ

В большинстве случаев при испытании не требуется большой точности определения атмосферного давления и для этой цели могут быть использованы стандартный пружинный барометр-анероид типа МД-19 (с введением поправок по паспорту прибора) либо ртутный барометр местной метеорологической станции.

К показаниям последнего должна вноситься поправка на разность геодезических уровней метеорологической станции и испытуемой установки, кгс/см²:

$$p_0 = \frac{B_0}{735{,}6}\left[1 + \frac{0{,}0736\,(H' - H'')}{2{,}16\,(276 + t_б)}\right], \qquad (7\text{-}10)$$

где B_0 — атмосферное давление в районе метеорологической станции, приведенное к 0°С, мм рт. ст.; H' и H'' — высоты расположения метеорологической станции и котельной установки над уровнем моря, м; $t_б$ — температура окружающей прибор среды, °С.

Пружинные барометры-анероиды обладают меньшей точностью, чем ртутные, но более компактны и удобны для транспортировки. Основная погрешность их показаний не превышает 1,5—2 мм рт. ст. Основными недостатками анероидов являются непостоянство инструментальных поправок (поправки шкалы и добавочной поправки) с течением времени и запаздывание их показаний при быстром изменении давлений.

Перед отсчетом показаний барометра необходимо слегка постучать пальцем по его корпусу с целью устранения влияния сил трения в приборе. Одновременно с отсчетом давления следует по встроенному в корпус прибора ртутному термометру измерить температуру окружающего воздуха, значение которой необходимо для приведения показания барометра к температуре 0°С.

Барометры устанавливаются по возможности в местах с небольшими колебаниями температуры окружающей среды и защищаются от прямого действия солнечных лучей и лучеиспускания нагретых поверхностей.

Действительное атмосферное давление, кгс/см², при использовании пружинного барометра определяется по формуле

$$p_б = \frac{B \pm \Delta B_1 - \Delta B_2 \pm \Delta B_3}{735{,}6}, \qquad (7\text{-}11)$$

где B — показание пружинного барометра, мм рт. ст.; ΔB_1 — основная поправка барометра, мм рт. ст.; ΔB_2 — температурная поправка, учитывающая влияние изменения температуры передаточной системы барометра на перемещение стрелки, мм рт. ст.; ΔB_3 — добавочная поправка, учитывающая явление упругого последействия анероидной коробки и другие неточности (принимается по аттестату прибора), мм рт. ст.

Основная поправка барометра определяется по его аттестату; поправка, учитывающая приведение показания прибора к температуре 0°С, мм рт. ст.:

$$\Delta B_2 = k_t t_б, \qquad (7\text{-}12)$$

где k_t — температурный коэффициент пружинного барометра, (град)$^{-1}$, по аттестату прибора.

Наибольшую точность измерения атмосферного давления обеспечивают ртутные барометры, применение которых следует рекомендовать при испытаниях котлоагрегатов по I категории сложности, а также тягодутьевых и золоулавливающих устройств.

Ртутный барометр типа МД-21 изготовляется со шкалой, градуированной в миллибарах (мбар) с пределами ее 680—1070 мбар.

Действительное значение атмосферного давления при измерении ртутным барометром, кгс/см²,

$$p_б = \frac{(B + \Delta B_1)\,[1 - (\beta - \alpha)\,t_б]}{735{,}6}, \qquad (7\text{-}13)$$

где β — видимый коэффициент объемного расширения ртути в стекле для интервала температур 0—35°С, равный $0{,}16 \cdot 10^{-3}$ (град)$^{-1}$; α — коэффициент линейного расширения шкалы ртутного барометра, равный для латуни $0{,}019 \cdot 10^{-3}$ (град)$^{-1}$.

7-4. ЖИДКОСТНЫЕ ТЯГОНАПОРОМЕРЫ И МИКРОМАНОМЕТРЫ

Жидкостные тягонапоромеры (табл. 7-2) изготавливаются в основном из стеклянных измерительных трубок внутренним диаметром 8—10 мм. Приборы разделяются на однотрубные (чашечные), двухтрубные (U-образные) и многотрубные (батарейные). Чаще всего применяются двухтрубные приборы. Для заполнения стеклянных тягонапоромеров обычно используют дистиллированную воду, подкрашенную хромпиком, а также этиловый спирт, подкрашенный фуксином или метилротом.

Измеряемое двухтрубным прибором давление или разрежение газообразной среды (дымового газа, воздуха и т. п.) уравновешивается столбом рабочей жидкости в стеклянной трубке и выражается равенством

$$p(s) = h\rho, \qquad (7\text{-}14)$$

где $p(s)$ — избыточное давление (разрежение) измеряемой среды, кгс/см²; h — разность уровней рабочей жидкости в стеклянной трубке, м; ρ — плотность рабочей жидкости при данной температуре, кгс/см³.

Показание прибора отсчитывается по положению вогнутой части жидкости в обоих коленах измерительной трубки (выше и ниже нулевой отметки шкалы). Измеренная высота столба жидкости, мм, равна сумме этих показаний:

$$h = h_1 + h_2, \qquad (7\text{-}15)$$

где h_1 и h_2 — положения менисков рабочей жидкости, отсчитанные по шкале прибора в правом и левом коленах измерительной трубки, мм.

Однотрубные тягонапоромеры типа ТНВ изготовляются на 1, 2, 3, 4 и 6 точек измерения; на каждую из них тягонапоромер имеет одну стеклянную трубку, соединенную с широким сосудом (чашкой), уровень жидкости в котором при измерении практически не изменяется. Ввиду этого показания отсчитываются только по положению мениска рабочей жидкости в измерительной трубке. Нулевая отметка шкалы прибора совпадает с уровнем рабочей жидкости в широком сосуде.

Таблица 7-2

Характеристика жидкостных тягонапоромеров и микроманометров

Технические данные	Тягонапоромеры		Микроманометры с наклонной трубкой		Образцовые микроманометры типа ММ-250
	Однотрубные	Двухтрубные	С постоянным углом наклона	С переменным углом наклона	
	ТДЖ-1	ПР	ТНЖ-Н	ММН	ММ-250
Пределы измерения, кгс/м²	0—160 0—250 0—400 0—600	0—100 0—160 0—250 0—400 0—630 0—1000	0—25 0—40 0—63 0—100 0—160	На пять пределов измерений: 0—50 0—75 0—100 0—150 0—200	0—250
Предельно допустимое рабочее избыточное давление, кгс/см²	0,5	0,5	0,2	0,1	0,1
Основная допустимая погрешность показаний от верхнего предела шкалы при 20°С, %	±1,5	±1,5	±1,5	±0,5; ±1,0	±0,02
Рабочая жидкость и ее плотность, кг/м³	Дистиллированная вода, 1000 ±1 при 4°С	Дистиллированная вода, 1000±1 при 4°С	Этиловый спирт, 850 ±0,5 при 20°С	Этиловый спирт, 809,5 ±0,5 при 20°С	Дистиллированная вода, 1000 ±1 при 4°С

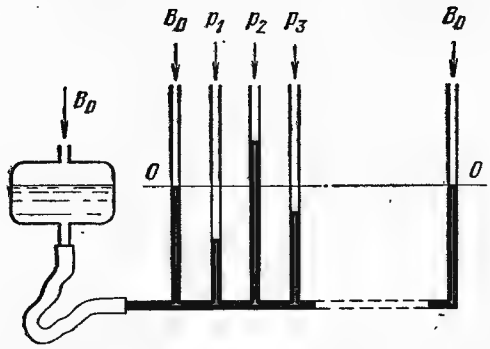


Рис. 7-8. Схема батарейного жидкостного манометра с параллельным соединением трубок.

Батарейный (многотрубный) жидкостный манометр (рис. 7-8) имеет несколько стеклянных мерных трубок (обычно восемь), которые сообщаются с областями измеряемого давления. Мерные трубки соединены параллельно при помощи специальной гребенки с широким сосудом (чаши), уровень рабочей жидкости в котором при измерении практически не изменяется. Ввиду этого отсчет показаний производится только по положению мениска рабочей жидкости в мерной трубке. Эти манометры особенно удобны в тех случаях, когда приходится измерять одновременно давление или разрежение во многих точках газовоздушного тракта котельной установки, по тракту системы пылеприготовления или пылезолоулавливающей установки, где абсолютные значения давлений (разрежений) незначительно отличаются друг от друга. Обычно две крайние трубки прибора остаются сообщенными с атмосферой для облегчения отсчета уровней в мерных трубках. Чаша соединяется с гребенкой батарейного манометра гибкой трубкой, благодаря чему, устанавливая чашу на нужный уровень, можно измерять одним и тем же батарейным манометром как избыточное давление, так и разрежение. Если приходится одновременно измерять и то, и другое, чаша устанавливается в среднее положение.

Для того чтобы изменение высоты столба жидкости в одной мерительной трубке не вызывало дополнительных погрешностей показаний прибора из-за колебаний столба жидкости в других трубах, площадь чаши должна быть в 500 раз больше площади сечения всех трубок, вместе взятых.

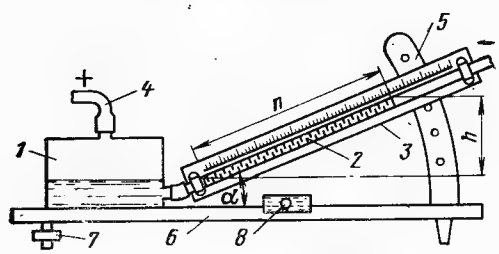


Рис. 7-9. Схема микроманометра.

1 — сосуд; 2 — измерительная трубка; 3 — шкала; 4 — соединительная трубка; 5 — стойка; 6 — подставка; 7 — винтовая ножка; 8 — уровень.

Для изготовления жидкостных U-образных приборов следует применять стеклянные трубки с внутренним диаметром не менее 8—10 мм с тем, чтобы уменьшить погрешность измерения из-за явления капиллярности. Шкалы таких приборов необходимо изготовлять из нержавеющей стали, фарфоровых или металлических эмалированных пластинок. Применение бумажных шкал, в частности, выполненных из миллиметровой бумаги, не рекомендуется ввиду быстрого их выхода из строя. Абсолютная погрешность отсчета по шкале прибора обычно не превышает ± 2 мм при измерении постоянного и ± 5 мм — пульсирующего давления или разрежения среды. Вследствие этого измерять столб рабочей жидкости менее 80—100 мм не следует. При измерении пульсирующего давления или разрежения для уменьшения амплитуды колебаний целесообразно частично сузить сечение соединительной трубки зажимом.

Микроманометры (рис. 7-9) с постоянным и переменным углом наклона измерительной трубки применяются для точного измерения давления и разрежения в пределах до 200 кгс/м². С уменьшением угла наклона трубки микроманометра точность отсчета его показаний возрастает. Обычно в приборах этого типа значение угла α изменяется в пределах 15—30°. При углах наклона трубки менее 10° точность измерения микроманометром резко понижается.

Исходное выражение для определения микроманометром давления или разрежения измеряемой среды, кгс/м², имеет вид:

$$p(s) = n\rho\left(\sin\alpha + \frac{f}{F}\right), \qquad (7\text{-}16)$$

где n — длина столба рабочей жидкости в измерительной трубке, отсчитываемая по шкале прибора, м; α — угол наклона измерительной трубки, град; f и F — площади поперечных сечений измерительной трубки и сосуда, м².

Если при измерении плотность рабочей жидкости отличается от градуировочного значения, то к показанию прибора вводится поправочный множитель, равный отношению этих плотностей. В общем виде значения p или s, кгс/м², определяются формулой

$$p = (h_1 - h_0)\, kk_1 \frac{\rho'}{\rho}, \qquad (7\text{-}17)$$

где h_1 и h_0 — показания прибора при измерении и сообщении его (сосуда измерительной трубки) с атмосферой, м;

$$k = \rho\left(\sin\alpha + \frac{f}{F}\right), \qquad (7\text{-}18)$$

k_1 — поправочный коэффициент прибора по аттестату; ρ' и ρ — плотность рабочей жидкости при измерении и градуировке прибора, кг/м³.

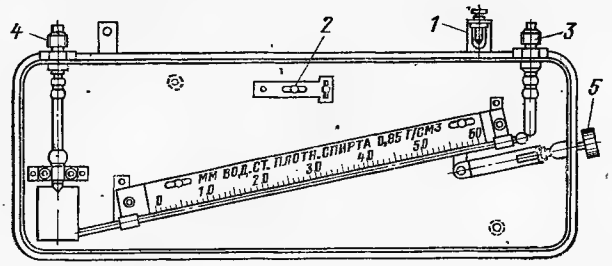


Рис. 7-10. Схема микроманометра с постоянным углом наклона измерительной трубки типа ТНЖ.

Для заполнения микроманометров должна применяться рабочая жидкость, которая плохо смачивает стенки стеклянной трубки, образует в ней плоский мениск, медленно испаряется, хорошо растворяет жиры, не является ядовитой и не взаимодействует со стеклом и металлом. Этим требованиям сравнительно полно удовлетворяют: этиловый спирт, толуол и бензин, средняя плотность которых при температуре 20°С соответственно равна 790, 864 и 690 кгс/м³. В каждом отдельном случае плотность рабочей жидкости должна быть определена возможно точно. Сравнительно часто для заполнения микроманометров применяется этиловый спирт, подкрашенный фуксином или метилротом. Концентрация красителя составляет 0,05 г на 1 л спирта. Применять для микроманометров в качестве рабочей жидкости керосин и воду не рекомендуется, так как керосин быстро загрязняется и разъедает резиновые соединения прибора, а вода образует недостаточно четкий вогнутый мениск (капиллярная постоянная воды в 2,5 раза больше, чем спирта).

К числу приборов с постоянным углом наклона измерительной трубки относятся микроманометры типа ТНЖ (рис. 7-10). Шкалы их градуируются в кгс/м². Для установки микроманометра горизонтально служат винт *1* и уровень *2*. При измерении давления прибор сообщается со средой через штуцер *3*, а разрежения — через штуцер *4*. Винт *5* служит корректором нуля, т. е. позволяет при установке прибора совмещать нулевую отметку шкалы с мениском рабочей жидкости в измерительной трубке.

Более совершенными жидкостными приборами, предназначенными для измерения небольших давлений и разрежений, являются микроманометры с переменным углом наклона измерительной трубки. По своему устройству они разделяются на два вида: микроманометры типа ММН (рис. 7-11) с поворачивающейся трубкой и системы ЦАГИ — с поворачивающимися сосудом и трубкой. Микроманометры типа ММН обладают лучшими конструктивными характеристиками и более просты в эксплуатации, чем прибор системы ЦАГИ. Прибор имеет миллиметровую шкалу длиной 250 мм в виде рисок непосредственно на стеклянной измерительной трубке. На дуге с пятью отверстиями, соответствующим определенным углам наклона трубки, около отверстий указаны подсчитанные по формуле (7-17) значения коэффициента k, равные 0,2; 0,3; 0,4; 0,6; 0,8. Прибор ММН сообщается с измеряемой средой через резиновую трубку, надеваемую при измерении давле-

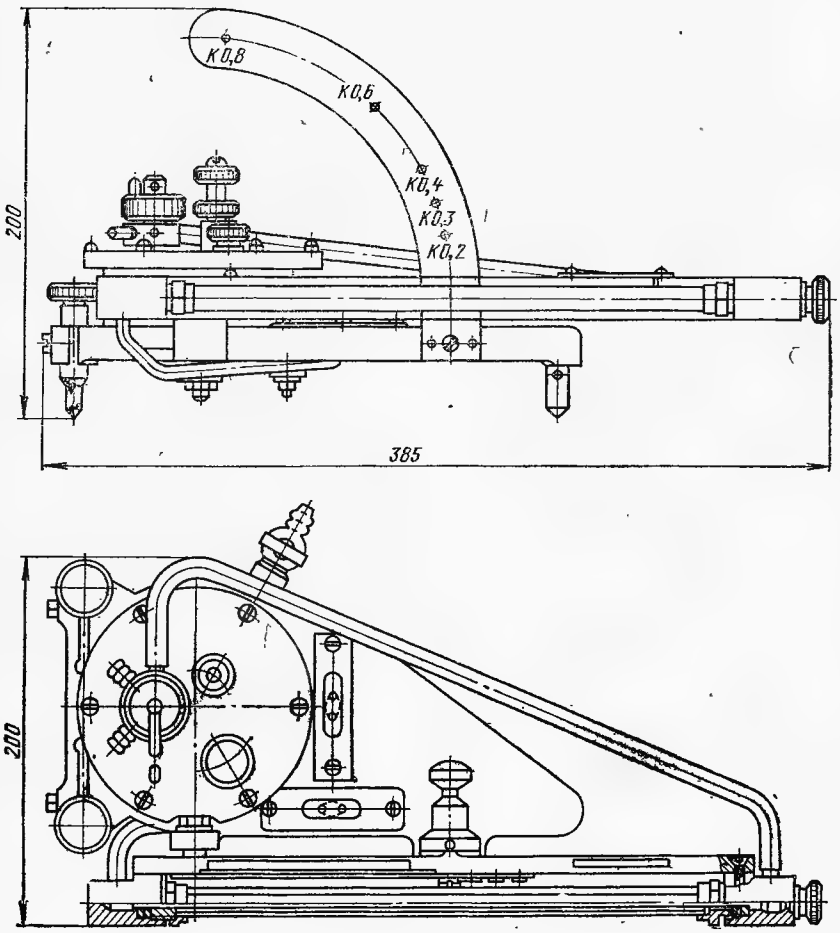


Рис. 7-11. Микроманометр типа ММН.

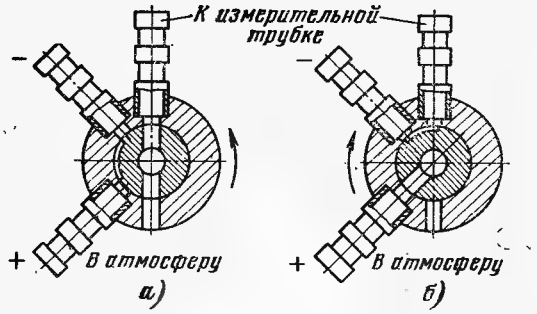


Рис. 7-12. Положения трехходового крана микроманометра типа ММН.
а — при поверке нуля прибора; *б* — при измерении.

ния на плюсовой штуцер трехходового крана, а при измерении разрежения — на минусовой штуцер. В случае измерения микроманометром разности (перепада) давления соединительные трубки надеваются на оба указанных штуцера. Проходные каналы в пробке трехходового крана, показанного на рис. 7-12, расположены таким образом, что при повороте ее до упора против часовой стрелки сосуд и измерительная трубка сообщаются с атмосферой, а отверстия в плюсовом и минусовом штуцерах закрываются. При этом положении пробки крана поверяется нуль прибора. При повороте пробки крана до упора по часовой стрелке плюсовой штуцер сообщается с сосудом, а минусовой — с измерительной трубкой. Отверстие, сообщающееся с атмосферой, при этом закрывается.

Прибор в работу должен включаться так, чтобы давление над рабочей жидкостью в сосуде было больше, чем в измерительной трубке. Для удаления воздуха, попавшего в измерительную трубку, трехходовой кран сообщают с атмосферой и наклоняют прибор в сторону сосуда до полного удаления рабочей жидкости из трубки. После этого наклоном прибора в обратную сторону снова заполняют трубку жидкостью.

Основная погрешность микроманометра ЦАГИ ± (0,5—1) %. Недостатками его являются трудность обслуживания прибора из-за отсутствия у него трехходового крана и корректора нуля, а также смещение в измерительной трубке уровня (мениска) рабочей жидкости при изменении угла наклона измерительной трубки.

7-5. УСТАНОВКА ЖИДКОСТНЫХ ТЯГОНАПОРОМЕРОВ И МИКРОМАНОМЕТРОВ

Для отбора полного давления потока применяется изогнутая под прямым углом напорная трубка с коническим наконечником, открытым с торца (рис. 7-13,*а*). Открытым концом трубка устанавливается навстречу потоку, а противоположным присоединяется к жидкостному тягонапоромеру или микроманометру.

При измерении статического давления потока газа (воздуха) очень важно правильно произвести отбор давления (импульса) измеряемой среды, так как в противном случае возможны значительные погрешности измерения за счет влияния, оказываемого динамическим давлением (скоростным напором) потока.

Применяются следующие два способа отбора статического давления:

посредством небольшого отверстия в стенке трубы или канала;

специальными устройствами (приемниками давления) в виде трубки Ильина (ЦКТИ), щупа (капиллярной трубки), трубки Нифера и т. п.

Первый способ отбора статического давления является наиболее простым. В стенке трубы или канала, имеющей по возможности гладкую внутреннюю поверхность, сверлится перпендикулярно ей отверстие диаметром 3—4 мм, кран которого с внутренней стороны слегка закругляются (рис. 7-13,*б*). Особенно гладкими должны быть края отверстия в стенке при движении газа (воздуха) со скоростью более 8—10 м/с. Наличие на внутренней кромке отверстия заусенцев и неровностей (углублений и выступов) приводит к местному возмущению потока (искажению поля скоростей) и в результате к завышению или занижению показаний прибора. Над отверстием к стенке должен быть приварен штуцер внутренним диаметром 6—8 и длиной 100—120 мм, служащий для подключения соединительной резиновой или латунной (с резиновыми переходами) трубки, противоположный конец которой присоединяется к тягонапоромеру или микроманометру.

С достаточной точностью можно измерять статическое давление в одной точке у стенки трубопровода, так как оно практически мало меняется по сечению канала. Однако при значительном возмущении воздушного или газового потока, движущегося в трубопроводе, на-

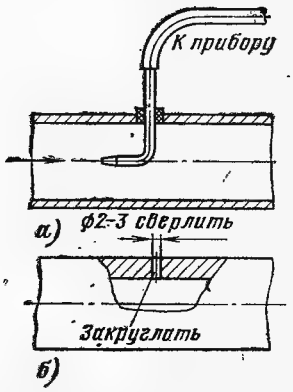


Рис. 7-13. Способы отбора давления потока.
а — трубка для отбора полного давления; *б* — отверстие для отбора статического давления.

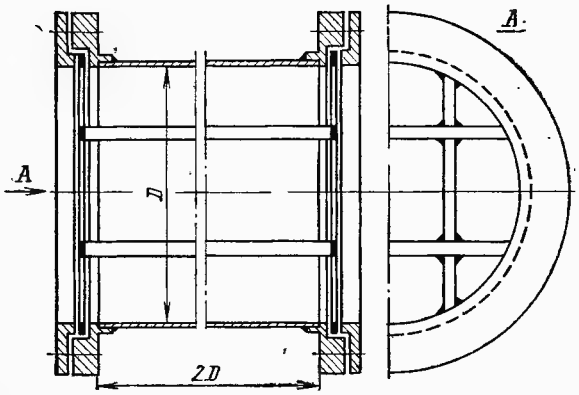


Рис. 7-14. Струевыпрямитель.

пример при вращательном движении воздуха (газов) при выходе из циклонов (сепараторов), статическое давление, измеренное в одной точке у стенки газо- или воздухопровода, уже не будет равно среднему значению статического давления по его сечению. В этом случае поток следует выравнивать перед местом измерения статического давления струевыпрямителем (рис. 7-14). Расстояние от отборника статического давления при наличии струевыпрямителя не должно превышать 3—5 диаметров газовоздухопровода, а при его большом диаметре (более 600 мм) для осреднения измеряемого давления импульс к прибору (датчику) следует отбирать не менее чем в четырех точках (рис. 8-7).

Удобными являются приемники статического давления в виде изогнутой напорной трубки с закрытым наконечником, имеющим на боковой поверхности небольшие отверстия для отбора давления (рис. 7-15). Эти трубки, устанавливаемые изогнутым концом навстречу потоку, отличаются друг от друга только формой наконечника и размещением на нем отверстий. Погрешность измерения статического

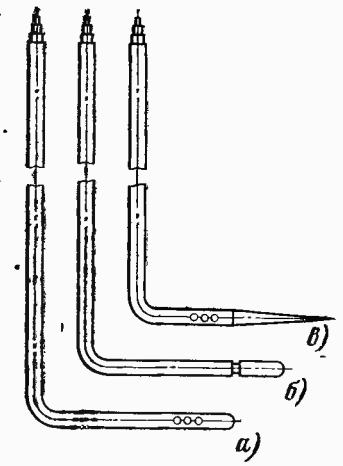


Рис. 7-15. Трубки для отбора статического давления потока.

а — сферическая с отверстиями; *б* — сферическая с прорезью (Ильина); *в* — коническая.

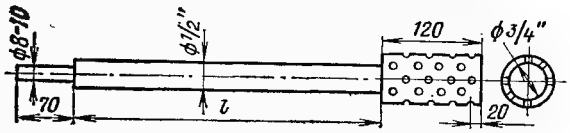


Рис. 7-16. Насадок Нифера.

давления указанными приемниками составляет (±0,5—1,5) %.

При измерении статического давления в газоходах (конвективной шахте) котлоагрегата следует пользоваться цилиндрическим насадком (трубкой) Нифера (рис. 7-16). Этот насадок может применяться в случаях, когда скоростной напор составляет не более 5—10% статического давления. Соотношение между значениями статического и динамического давлений потока должно оцениваться по соответствующим проектно-расчетным данным исследуемого парового котлоагрегата.

Точки отбора давления или разрежения обычно соединяются жидкостными тягонапоромерами или микроманометрами толстостенными резиновыми трубами внутренним диаметром не менее 6 мм, обладающими хорошей плотностью. При измерении давления газов до 300 кгс/м² импульсная трубка должна быть возможно короткой и иметь внутренний диаметр 20—25 мм. Опрессовка резиновых трубок водой не допускается, так как после этого ее трудно полностью удалить. Перед прокладкой резиновые трубки следует продуть сжатым воздухом. Резиновые трубки должны прокладываться без перегибов, в которых могут образовываться водяные пробки из конденсирующихся водяных паров, содержащихся в измеряемом газе (воздухе), и с уклоном в сторону отбора давления (канала или трубопровода). В случае появления в резиновой трубке воды соединительную линию следует снять и продуть воздухом. Если прокладка трубки с уклоном в одну сторону невозможна, необходимо в местах ее перегиба установить дренажные сосуды со спускными кранами для периодического удаления воды.

При измерении небольших давлений или разрежений дымовых газов (например, в верхней части топки, за пароперегревателем и т. п.), проводимом тягонапоромером или микроманометром, расположенным ниже места отбора импульса, следует к показанию прибора вводить температурную поправку Δh, учитывающую влияние разности температур между измеряемой средой в соединительной линии и окружающим прибор воздухом, кгс/м²,

$$\Delta h = H \frac{\rho_в - \rho_{ср}}{\rho_ж - \rho_{ср}}, \qquad (7\text{-}19)$$

где H — разность отметок между точкой отбора импульса и положением верхнего уровня рабочей жидкости в приборе, м; $\rho_в$, $\rho_{ср}$, $\rho_ж$ — плотности окружающего воздуха, измеряемой среды в соединительной трубке и рабочей жидкости в приборе, кг/м³.

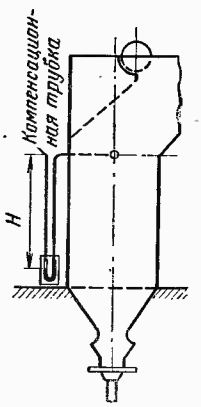


Рис. 7-17. Установка жидкостного тягонапоромера с компенсационной трубкой.

Поправка имеет при определении давления положительный знак, а разрежения — отрицательный и примерно равна ±(1—2) кгс/м². Для исключения температурной поправки рекомендуется рядом с соединительной трубкой проложить (рис. 7-17) компенсационную резиновую трубку, нижний конец которой следует надеть на свободный штуцер прибора, а верхний, расположенный около точки отбора импульса, оставить открытым.

При подготовке жидкостного прибора к измерению стеклянные трубки должны быть тщательно очищены путем промывки их насыщенным раствором двухромовокислого калия в серной кислоте с последующей промывкой водой, затем спиртом и снова водой. Жидкостные тягонапоромеры должны устанавливаться строго вертикально (по отвесу)а микроманометры — горизонтально (по уровню). Места расположения приборов не должны подвергаться сотрясению и вибрации. После установки прибор сообщают с атмосферой и закрепляют шкалу в положении, при котором нулевая ее отметка совпадает с уровнем (мениском) жидкости в измерительной трубке. Если шкала прибора неподвижна, то, подливая из пипетки рабочую жидкость, подводят ее уровень в трубке к нулевой отметке или к ближайшей к ней. В последнем случае при измерении следует учитывать смещение нулевой ометки прибора. При появлении в измерительной трубке пузырьков газа (воздуха) их нужно удалить путем сжатий от руки соединительной резиновой трубки. При измерениях жидкостным прибором рекомендуется периодически сообщать его с атмосферой для поверки положения нулевой точки, особенно если прибор заполнен легко испаряющейся рабочей жидкостью. Нулевую точку следует также проверять и в случае сдвига прибора с места. В процессе измерения прибором, заполненным органической жидкостью, необходимо следить, чтобы в него не попала вода из соединительной линии. В противном случае рабочая жидкость должна быть заменена. Для предохранения микроманометра от попадания воды, особенно при измерении давления или разрежения влажного газа, необходимо установить в соединительной линии перед прибором водоуловитель (склянку с двумя горлышками).

При измерении разрежения в газовом тракте котлоагрегата желательно для наглядности все тягонапоромеры закрепить на общем щите. Целесообразно также отдельные группы приборов заполнять рабочей жидкостью одной и той же окраски, например приборы, установленные на газовом тракте — жидкостью красной окраски, на воздушном — синей, на пылевоздухопроводном — зеленой и т. д.

Результаты измерений по показаниям жидкостных тягомеров следует приводить к одной общей отметке (например, к положению наиболее низкой точки измерения):

$$s_{пр}=s\pm H(\rho_в-\rho_{ср}), \qquad (7\text{-}20)$$

где $s_{пр}$, s — разрежения, приведенные к заданной отметке и измеренное прибором, кгс/м²; H — разность отметок между точкой измерения и заданным уровнем, м; $\rho_в$ и $\rho_{ср}$ — средние плотности воздушного столба и газа в соединительной трубке между отметками, кгс/м³.

Если точка измерения давления находится ниже отметки, к которой приводится показание прибора, то в формуле (7-20) второе слагаемое имеет положительный знак, а если выше — отрицательный. При измерении разрежения берутся обратные знаки.

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА

Для измерения расхода рабочих веществ при испытаниях применяют много различных способов [77, 104]. Наиболее распространенными приборами для измерения служат расходомеры с сужающими устройствами, мерные баки, объемные счетчики, напорные (пневмометрические) трубки и анемометры.

8-1. РАСХОДОМЕРЫ С СУЖАЮЩИМИ УСТРОЙСТВАМИ

Измерение расхода жидкости, газа (воздуха) и пара расходомерами с сужающими устройствами основано на частичном преобразовании потенциальной энергии потока в кинетическую при прохождении через искусственное сужение проходного сечения трубопровода. Появляющаяся при этом разность (перепад) статических давлений перед и за сужающим устройством, характеризующая расход протекающего вещества, измеряется при помощи дифференциального манометра.

Применение расходомеров с сужающими устройствами ограничивается следующими условиями:

1) протекающая по трубопроводу (каналу) среда должна находиться в одной фазе, а изменение давления потока при прохождении через сужающее устройство не должно вызывать выпадения осадков и выделения из жидкости газа или пара;

2) должны быть известны плотность и вязкость протекающего вещества;

3) измеряемая среда должна заполнять поперечное сечение трубопровода (канала) при всех возможных режимах течения и двигаться с равномерной скоростью без пульсации.

При выборе, расчете, изготовлении, монтаже и использовании расходомеров с сужающими устройствами следует придерживаться [79]. При точном выполнении [79] сужающие устройства могут применяться без предварительной градуировки (тарировки).

8-2. СУЖАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

В качестве сужающих устройств (датчиков) расходомеров применяются диафрагмы (стандартные концентрические, сдвоенные, сегментные и прямоугольные), сопла (стандартные, с профилем четверть круга), сопла Вентури, трубы Вентури, Долла и т. д. Из них наиболее часто — стандартные концентрические диафрагмы как более простые и изученные устройства. На трубы Вентури и Долла, а также на сдвоенные, сегментные и прямоугольные диафрагмы стандарты не введены и они требуют предварительной тарировки.

По способу отбора перепада давлений стандартные сужающие устройства разделяются на камерные и бескамерные. Более совершенными являются камерные устройства, позволяющие благодаря наличию кольцевых уравнительных камер, сообщающихся при помощи узких зазоров с полостью трубопровода, отбирать среднюю разность давлений, что дает более высокую точность измерения. У бескамерных устройств отбор давлений ведется через отдельные отверстия в трубопроводе.

Характерной величиной для стандартных сужающих устройств является их модуль — отношение площадей проходных сечений сужающего устройства и трубопровода при температуре измеряемого вещества:

$$m=\frac{f}{F}=\frac{d^2}{D^2}, \qquad (8\text{-}1)$$

где f и d — площадь и диаметр отверстия сужающего устройства; F и D — площадь и внутренний диаметр проходного сечения трубопровода.

Стандартные сужающие устройства применяются в трубопроводах диаметром не менее 50 мм при соблюдении условия для диафрагм $0{,}05\leqslant m\leqslant 0{,}7$, сопл $0{,}05\leqslant m\leqslant 0{,}65$ и для сопл Вентури $0{,}05\leqslant m\leqslant 0{,}6$ и $d_{20}\geqslant 20$ мм.

Для диафрагм (рис. 8-1) при $d\leqslant 125$ мм входная кромка должна быть настолько острой, чтобы падающий на нее луч света не отражался. При $d>125$ мм может быть допущено некоторое притупление входной кромки. Коническое расширение отверстия диафрагмы не обязательно при больших диаметрах трубопровода ($D>300$ мм) и незначительной толщине ее диска ($E\leqslant 0{,}022D$). Толщина диска E диафрагмы, выбираемая в зависимости от условий механической прочности, не должна превышать $0{,}05D$, практически ее принимают равной 4—10 мм. При перепаде давления более 1600 кгс/м² толщина диска диафрагмы определяется расчетом [79]. Размер b на рис. 8-1 принимается равным $0{,}15D$, размер a определяется из заданной площади кольцевой камеры делением ее на размер b.

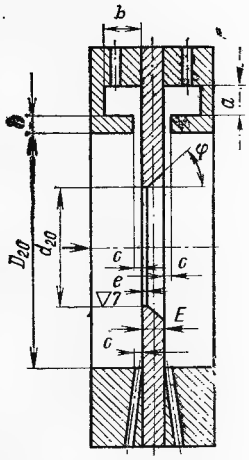


Рис. 8-1. Стандартная диафрагма (верхняя половина — камерная, нижняя — кольцевая): $E=0{,}05\ D$; $e=(0{,}005\div 0{,}02)\ D_{20}$; $c=0{,}03\ D_{20}$ при $m\leqslant 0{,}45$ или $0{,}01\ D_{20}\leqslant c\leqslant 0{,}02\ D_{20}$ при $m>0{,}45$; $30°<\varphi<45°$.

У стандартного сопла (рис. 8-2) при $m\leqslant 0{,}444$ его профиль образуется плавным сопряжением двух дуг окружностей (рис. 8-2,*а*), из которых одна ($r_1=1/5\,d$) касается торцевой поверхности сопла, а другая ($r_2=1/3\,d$) — цилиндрической поверхности отверстия. При $m>0{,}444$ профиль сопла на входе потока ограничивается внутренним диаметром трубопровода D (рис. 8-2,*б*).

Проточная часть сопла должна быть достаточно гладкой. Радиусы закруглений могут отличаться от номинальных размеров до ±10% при $m\leqslant 0{,}3$ и до ±3% при $m>0{,}3$. Концевая поверхность проходного отверстия сопла должна быть строго цилиндрической.

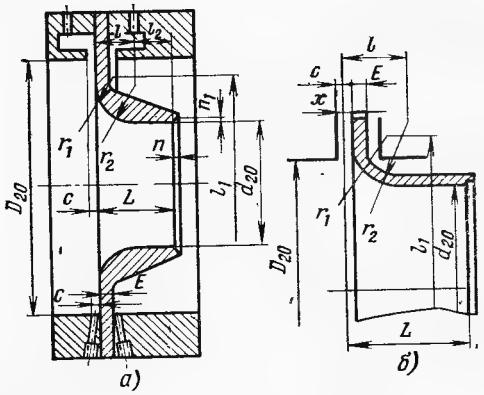


Рис. 8-2. Стандартное сопло.
а — для $m\leqslant 0{,}444$ (верхняя половина — камерная, нижняя — кольцевая); *б* — для $m>0{,}444$. $r_1=0{,}2\ d_{20}$; $r_2=0{,}333\ d_{20}$; $l=0{,}304\ d_{20}$; $l_1=1{,}5\ d_{20}$; $l_2=0{,}3\ d_{20}$; $E\leqslant 0{,}1\ D_{20}$; $L=0{,}604\ d_{20}$.

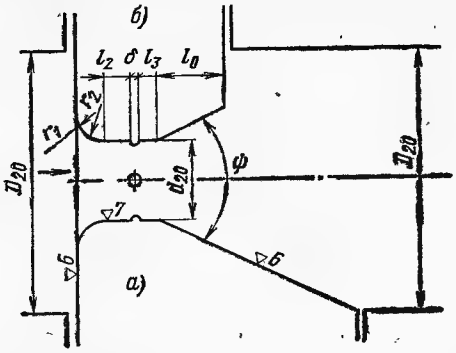


Рис. 8-3. Стандартное сопло Вентури.

а — с длинным выходным конусом; *б* — с коротким выходным конусом; $5° \leqslant \varphi \leqslant 30°$; $l_0 \geqslant d_{20}$.

Сопла Вентури (рис. 8-3) могут быть длинными и короткими. У длинного сопла Вентури наибольший диаметр выходного конуса равен диаметру трубопровода, а у короткого — меньше диаметра трубопровода. Длина конуса l_0 короткого сопла Вентури должна быть не менее диаметра отверстия d сопла Вентури. Конусная часть сопла должна быть выполнена с соблюдением условия $5° \leqslant \varphi \leqslant 30°$.

Диаметр отверстия диафрагмы измеряется со стороны входа потока не менее чем в четырех местах (в противоположных точках перпендикулярных диаметров), а отверстия сопла (цилиндрической части) — в двух сечениях, не менее чем в четырех местах в каждом сечении. Действительный диаметр сужающего устройства находится как среднее арифметическое из всех измерений. Отклонение диаметра отверстия стандартного сужающего устройства от заданного размера не должно превышать $\pm 0{,}001\,d$ при $m \leqslant 0{,}45$ и $\pm 0{,}0005\,d$ при $m \geqslant 0{,}45$.

Для трубопроводов диаметром $D \leqslant 500$ мм рекомендуется применять камерные сужаю-

Рис. 8-4. Стандартные камерные диафрагмы и сопла для высокого и сверхкритического давления.

а, б — общие виды установки диафрагмы и сопла на давление 80—140 кгс/см²; *в, г* — общие виды установки диафрагмы и сопла на давление 170—250 кгс/см².

Таблица 8-1

Размеры кольцевых камер стандартных диафрагм и сопл для сред высокого давления

Условный диаметр $D_у$, мм	D, мм при p=100 кгс/см², t=510°С	D, мм при p=100 кгс/см², t=540°С	D, мм при p=185 кгс/см², t=215°С	Размеры, мм												
				$\varnothing_1$	$\varnothing_2$	$\varnothing_3$	$\varnothing_4$	$\varnothing_5$	$\varnothing_6$	$\varnothing_7$	$\varnothing_8$	$\varnothing_9$	$\varnothing_{10}$	a	$б$	$в$
125	146	137	137	174±0,5	214±0,3	271±1	318	385±0,5	170±0,5	231±1	41	M22	25	75	100±1	195
150	167	160	158	197±0,5	245±0,3	306±1	360	440±0,5	196±0,5	266±1	48	M22	25	80	106±1	205
175	190	180	180	220±0,5	268±0,34	340±1	394	475±0,5	222±0,5	291±1	48	M22	25	82	108±1	215
200	213	222	202	245±0,5	319±0,34	380±1	440	535±0,5	248±0,5	340±1	54	M27	30	85	116±1	235
225	237	225	225	265±0,5	319±0,34	419±1	483	580±0,5	278±0,5	371±1	58	M27	30	95	124±1	265

Таблица 8-2

Размеры диска диафрагмы для сред высокого давления, мм

Условный диаметр $D_у$	D_0	D_1	D_2	D_4	k	s	u	i
60	135	$116^{-0,46}_{-0,7}$	84	$65^{+0,74}$	4	$8^{+0,2}$	$1,6^{+0,12}$	$0,5^{+0,2}$
80	190	$170^{-0,53}_{-0,8}$	120	$94^{+0,87}$	4	$10^{+0,2}$	$1,7^{+0,12}$	$1^{+0,2}$
100	210	$190^{-0,6}_{-0,9}$	142	$115^{+0,87}$	6	$10^{+0,2}$	$2^{+0,12}$	$1^{+0,2}$
125	235	$214^{-0,6}_{-0,9}$	174	$146^{+1,0}$	8	$10^{+0,2}$	$2^{+0,12}$	$1^{+0,2}$
150	265	$245^{-0,6}_{-0,9}$	197	$167^{+1,0}$	8	$10^{+0,2}$	$2^{+0,12}$	$1^{+0,2}$
175	290	$268^{-0,68}_{-1,0}$	220	$190^{+1,15}$	8	$10^{-0,2}$	$2^{+0,12}$	$1^{+0,2}$
200	340	$319^{-0,68}_{-1,0}$	245	$213^{+1,15}$	10	$10^{+0,2}$	$2^{+0,12}$	$1^{+0,2}$
225	340	$319^{-0,68}_{-1,0}$	265	$237^{+1,15}$	12	$10^{+0,2}$	$2^{+0,12}$	$1^{+0,2}$

Примечания: 1. Диаметр d определяется расчетом. 2. Чертежи кольцевых камер стандартных диафрагм, сопл и дисков диафрагм приведены в [7 или 102].

щие устройства, а при $D>500$ мм — камерные и бескамерные. В трубопроводах больших диаметров ($D>600$ мм) внутренние кольцевые камеры заменяются наружными кольцевыми трубками, соединенными с трубопроводом через отдельные сверления, равномерно распределенные по его окружности. Для выравнивания давления в кольцевой камере при $D\leqslant 200$ мм должно быть соблюдено условие $S_к\geqslant F$, а при $D>200$ мм — условие $S_к\geqslant 0,5F$ (где $S_к$ — площадь поперечного сечения кольцевой камеры по оси трубы и F — площадь кольцевой щели или всех отверстий, соединяющих камеры с полостью трубопровода). Практически для трубопровода $D\leqslant 200$ мм значение $S_к$ принимают равным 150—400 мм², а для трубопровода $D>200$ мм 450—750 мм².

У камерных и бескамерных устройств ширина кольцевого зазора и диаметр отдельного отверстия для отбора давления должны составлять 0,03 D, но не выходить за пределы 1—5 мм для камерных и 4—15 мм для бескамерных устройств. В последнем случае отверстия следует располагать на расстоянии не более 0,03 D от торцов сужающего устройства. Внутренний диаметр оправы сужающего устройства должен точно равняться внутреннему диаметру трубопровода. Увеличение диаметра оправы со стороны входа и выхода потока относительно диаметра трубопровода допускается не более чем на 2% при условии, что расстояние от торцов сужающего устройства до края оправы не превышает 0,1D.

При приемке сужающих устройств необходимо:

1) точно измерить диаметр отверстия;

2) тщательно проверить размеры и профиль проточной части (профиль сопла про-

Таблица 8-3

Размеры сварных стандартных сужающих устройств для сред сверхкритического давления

Параметры среды $p_{раб}$, кгс/см²	t, °С	Условный диаметр $D_у$, мм	D_{20}	$D_н$	D_0	H	H_1	H_2	u	c	Присоединяемые трубы $D_н \times S$	Марка стали
а) измерительные сопла												
255	565	150	155	245	270	854	426	210	3	3	245×45	15Х1М1Ф
		200	205	325	350	904	451	220	5	5	325×60	4МТУ/ВНИТИ 670-65
б) диафрагмы												
380	280	200	209	273	300	924	461	210	3	3	273×32	15ГС
		250	245	325	350	1064	531	220			325×40	4МТУ/ВНИТИ 670-65
		300	287	377	400	1234	616	225			377×45	

веряется посредством двух шаблонов — с наибольшим и наименьшим допустимым радиусом кривизны);

3) проверить остроту входной кромки диафрагмы и отсутствие на кромке неровностей, заусенцев и пр.

Серийные стандартные диафрагмы для низкого и среднего давления изготовляются по ГОСТ 14321-73 и 14322-74 на давление от 6 до 40 кгс/см² для трубопроводов с внутренним диаметром 50—515 мм в камерном исполнении (типа ДК), а на давление 2,5—40 кгс/см² для трубопроводов с внутренним диаметром 400—3000 мм — дисковыми (бескамерными) [53]. Характеристики стандартных диафрагм и сопл, предназначенных для измерения расхода воды и пара высоких и сверхкритических параметров, приведены на рис. 8-4 и в табл. 8-1—8-3. Конструкция стандартной диафрагмы с трубчатыми кольцевыми уравнительными камерами, применяемой для измерения расхода в трубопроводах диаметром $D \geqslant 600$ мм при низком рабочем давлении среды, показана на рис. 8-5.

Перепад давлений Δp измеряемой среды в сужающем устройстве частично восстанавливается за ним (примерно на расстоянии $6D$

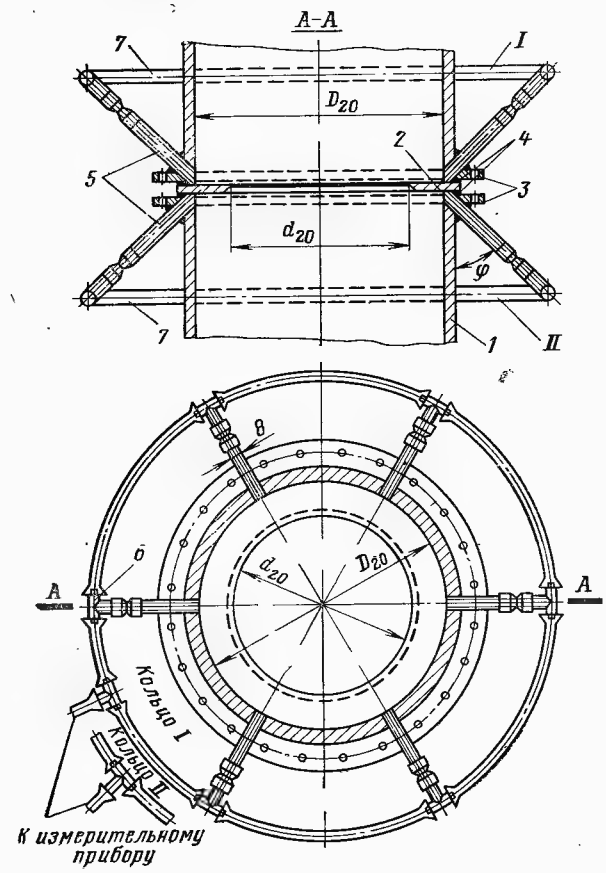


Рис. 8-5. Стандартная диафрагма с трубчатыми кольцевыми камерами.

1 — трубопровод; *2* — диафрагма; *3* — фланцы; *4* — прокладки; *5* — штуцера; *6* — тройники; *7* — кольцевые трубки.

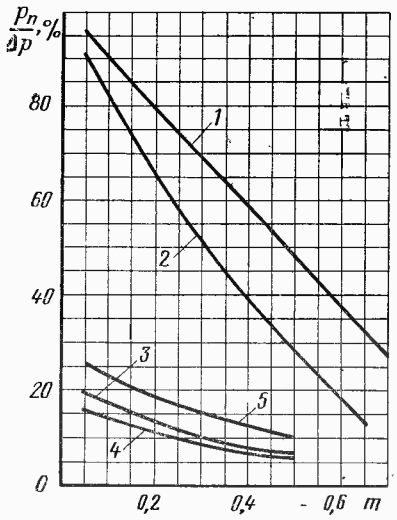


Рис. 8-6. Потеря давления в стандартных сужающих устройствах.

1 — диафрагмы; *2* — сопла; *3* — короткие сопла Вентури; *4* — длинные сопла Вентури ($\varphi = 5 \div 7°$); *5* — длинные сопла Вентури ($\varphi = 14 \div 15°$).

от сужающего устройства), а остальная часть перепада δp теряется на трение и завихрение потока. Относительная величина остаточной потери давления $\delta p/\Delta p$ в стандартных сужающих устройствах находится в зависимости от значения m (рис. 8-6).

8-3. УСТАНОВКА СУЖАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

При установке сужающих устройств в трубопроводах необходимо выполнять следующие указания.

1. Перед местом установки сужающего устройства должны по возможности отсутствовать местные сопротивления (колена, тройники, запирающие и регулирующие органы, защитные гильзы термометров и т. п.), вызывающие завихрение потока.

2. Для успокоения потока сужающее устройство должно устанавливаться в прямолинейном (горизонтальном, вертикальном или наклонном) участке трубопровода. Допустимая длина этого участка l_1 перед сужающим устройством, в зависимости от предвключенного местного сопротивления, определяется в соответствии с табл. 8-4.

Прямой участок после сужающего устройства l_2 определяется в зависимости от его модуля m:

m	l_2/D	m	l_2/D
0,05	4	0,5	7,5
0,3	6,5	0,7	8

В случае применения бескамерного сужающего устройства длина успокоительного участка перед ним принимается в 2 раза больше, чем перед камерным. При $m \leqslant 0{,}5$ длину прямого участка трубопровода перед камерным сужающим устройством можно уменьшить в 2 раза, однако появляющаяся при этом дополнительная погрешность измерения расхода составит около 0,5%. Если по условиям измерения требуется дополнительное уменьшение длины прямого участка (но не более чем в 3 раза), то погрешность измерения при этом возрастает до 1%. При невозможности обеспечения необходимой длины прямого участка трубопровода целесообразно перед сужающим устройством установить струевыпрямитель (см. рис. 7-14), позволяющий уменьшить успокоительный участок l_1 до 5 D при малых значениях m и до (20÷25) D — при больших. Установка струевыпрямителя особенно желательна после предвключенных местных сопротивлений трубопровода.

Таблица 8-4

Наименьшая длина прямого участка трубопровода до сужающего устройства [79; 104]

Наименование местного сопротивления	l_1/D при значении модуля m			
	0,05	0,3	0,5	0,7
Колено, тройник	10	16	28	53
Группа колен в одной плоскости, разветвляющийся поток	14	22	38	58
Группа колен в разных плоскостях, смешивающийся поток	34	43	62	90
Сходящийся или расходящийся конус (1:3)	16	20	26	32
Полностью открытые:				
вентиль	18	22	32	50
задвижка	12	14	20	40
Гильза термометра диаметром d':				
$0{,}03D_{20} < d' \leqslant 0{,}13D_{20}$	20			
$d' \leqslant 0{,}03D_{20}$	5			
Симметричный резкий уступ в трубопроводе или расходомерное сужающее устройство с модулем $m > 0{,}3$	30			

3. Круглый трубопровод перед сужающим устройством должен быть строго цилиндрическим. Внутренний его диаметр на этом участке следует измерять в четырех симметричных направлениях в каждом из двух сечений трубы — непосредственно около сужающего устройства и на расстоянии $2D$ от него. Наибольшее отклонение диаметра D от среднего значения не должно превышать ±0,5% при $m \geqslant 0{,}3$ и ±2% при $m < 0{,}3$. Внутренняя поверхность трубопровода на расстоянии 2 D перед сужающим устройством и за ним не должна иметь уступов и больших неровностей.

4. Необходимо обеспечить тщательную центровку сужающего устройства относительно продольной оси трубопровода.

5. Все соединения при установке сужающего устройства должны быть герметичными.

6. При измерении расхода в трубопроводе диаметром 50 мм сужающее устройство следует установить посредине встроенного в трубопровод прямого участка внутренним диаметром 50 мм и длиной 1,5÷2 м.

7. При измерении расхода периодически пульсирующего потока (например, в трубопроводах после насосов, компрессоров и т. п.) между источником пульсации и сужающим устройством должен быть установлен успокоительный сосуд. В случае сильной пульсации рекомендуется установить в трубопроводе за сосудом дроссельную шайбу.

8. Расстояние от сужающего устройства до места установки дифференциального манометра не должно превышать 30—35 м, считая по длине трассы соединительной линии, а при измерении расхода среды с температурой более 100°С — не менее 5—6 м.

8-4. РАСХОДОМЕРНЫЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ МАНОМЕТРЫ

Перепад давления в сужающем устройстве определяется с помощью жидкостных и пружинных (мембранных, сильфонных) диффе-

Таблица 8-5

Характеристика жидкостных трубных дифференциальных манометров

Технические данные	Со стеклянными трубками[1]				Со стальными трубками[2]	
	Однотрубный	Двухтрубный			Однотрубный	Двухтрубный
	М	ДТ-5	ДТ-50	ДТ-150	ДТЭ-400	ДТЭ-250
Пределы измерения, мм ст. жидкости	0—300 0—500 0—800 0—1000 0—1200 0—1500 0—2000	0—250	0—700	0—500	0—1000 0—2000	0—1200
Предельно допустимое давление измеряемой среды, кгс/см²	1,5	5,0	50,0	150,0	400,0	250,0
Допустимая погрешность показаний	1,5% верхнего предела измерения	±2 мм ст. жидкости			1—1,5% верхнего предела измерения	
Температура окружающего воздуха, °С	5—40	5—50	5—50	5—50	0—50	

[1] Выпускаются заводами по ТУ.
[2] Выпускаются НИИ и наладочными организациями по местным ТУ.

ренциальных манометров. Из жидкостных дифференциальных манометров наиболее распространены одно- и двухтрубные (U-образные) манометры со стеклянными или стальными трубками (табл. 8-5).

Жидкостные дифференциальные манометры со стеклянными трубками типа ДТ заполняются ртутью при измерении расхода воды, водяного пара, жидкого топлива и сжатого воздуха или водой (подкрашенной хромпиком), машинным (трансформаторным) маслом или этиловым спиртом — при измерении расхода газа (воздуха) низких давлений. Кроме того, для измерения малых перепадов давления при высоких статических давлениях иногда применяются более легкие, чем ртуть, рабочие жидкости, например нитробензол (ρ_{20}=1,205 г/см³ при t=20°С), четыреххлористый углерод (ρ_{20}=1,595 г/см³), дихлорэтан (ρ_{20} = 2,815 г/см²), бромоформ (ρ_{20} = =2,885 г/см³) и тетрабром-этан (ρ_{20}= =3,42 г/см³), подкрашенные суданом.

В качестве рабочей жидкости в дифференциальных манометрах со стальными трубками типа ДТЭ применяется ртуть. Для измерения малых перепадов давлений в мерных устройствах (до 0,05—0,07 кгс/см²) рекомендуется использовать в качестве рабочей жидкости дихлорэтан или бромоформ. В этом случае при однотрубной схеме прибора ДТЭ вместо стального плавающего шарика применяется полипропиленовый поплавок с металлическим стержнем.

В случае измерения расхода газа (воздуха) при небольших избыточных давлениях (до 0,5—1,0 кгс/см²) в качестве дифференциальных манометров могут быть использованы жидкостные двухтрубные тягонапоромеры и микроманометры (см. гл. 7).

Перед заполнением трубных дифференциальных манометров ртутью их стальные блоки и измерительные трубки необходимо тщательно промыть раствором состава 50—60 г соды и 10—20 г мыла на 1 л кипяченой воды, подогретым до 60—70°С. Следует также проверить состояние резьбы на гайках сальниковых уплотнений трубок дифманометров типа ДТ (уплотнение концов стеклянных трубок производится при помощи резиновых колец, плотно пригнанных к трубкам и отверстиям в блоках); на резиновое кольцо кладется стальная шайба (предохраняющая его от смещения), в которую упирается гайка сальника.

После очистки и сборки дифференциальный манометр должен быть опрессован водой под давлением, превышающим на 15% рабочее давление среды. Приборы заполняются ртутью только в специально предусмотренном для этого помещении. Ртуть, предварительно очищенная 5%-ным раствором азотной кислоты с последующей нейтрализацией последней 5%-ным раствором кальцинированной соды, заливается в прибор через нижний ниппель при открытых вентилях верхнего блока. Уровень ртути в трубках после заполнения прибора должен быть на 20—30 мм выше нулевой отметки шкалы. После заливки в прибор ДТ ртути необходимо внимательно осмотреть места уплотнений стеклянных трубок в нижнем блоке. В случае обнаружения просачивания ртути следует подтянуть гайки сальников; если плотность соединения не будет достигнута, опорожнить прибор и сменить

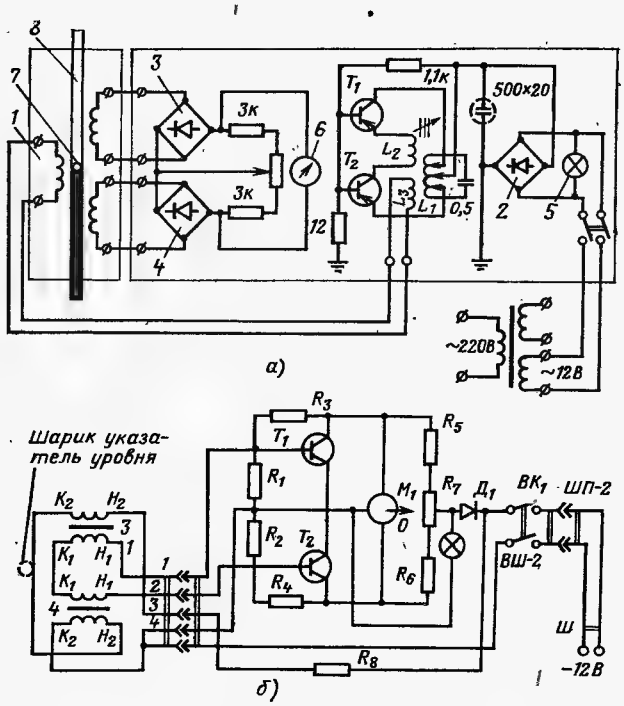


Рис. 8-7. Электрическая схема переносного дифференциального манометра типа ДТЭ конструкции ОРГРЭС.

а — прибора ДТЭ-250 (двухтрубного): *1* — индукционная катушка; *2—4* — выпрямительные мостики; *5* — сигнальная лампа; *6* — нулевой индикатор; *7* — шарик; *8* — металлическая измерительная трубка из немагнитной стали; *б* — прибора ДТЭ-400 (однотрубного): $R_1=R_2=2000$ Ом; $R_3=R_4=33\,000$ Ом; $R_5=R_6=1300$ Ом; R_7 — переменное (проволочное) 600 Ом; $R_8=80$ Ом; *ВШ-2* — вилка штепсельная двухштырьковая; *ШП-2* — панель штепсельная на два гнезда; T_1, T_2 — триоды П-13; M_1 — микроамперметр М-265; $Д_1$ — диод Д-7; $В_к$ — тумблер ТП-1-2; $Л_1$ — лампочка; 12 В; *Ш* — вилка штепсельная.

резиновые кольца. При включении прибора в работу следует:

1) закрыть все вентили прибора и присоединить его к сужающему устройству;

2) открыть запирающие вентили у сужающего устройства и продувочные у прибора, поочередно продуть соединительные трубки, закрыть продувочные вентили;

3) установить шкалу прибора на нуль и открыть уравнительный вентиль;

4) медленно и по возможности одновременно открыть оба запирающих вентиля прибора, после чего закрыть уравнительный вентиль (при измерении расхода пара запирающие вентили должны открываться после образования конденсата в соединительных трубках и конденсационных сосудах).

Действие дифференциального манометра ДТЭ-250 (рис. 8-7) основано на использовании высокочастотного магнитного поля для определения высоты уровня ртути в стальных трубках прибора. Внутри левой трубки на поверхности ртути плавает стальной хромированный шарик (сердечник) диаметром 6,5 мм, предназначенный для обнаружения высоты уровня ртути в трубке. Индукционная катушка датчика может свободно перемещаться от руки вдоль левой стальной трубки и закрепляться тормозом на ней в любом промежуточном положении. Шкала длиной в половину длины вертикальных трубок может перемещаться вверх или вниз в небольших пределах. Высота столба ртути в трубке отсчитывается по шкале дифференциального манометра с помощью визира, укрепленного на кожухе индукционной катушки. Для получения полного перепада это значение умножается на коэффициент, определяемый при тарировке прибора и учитывающий неодинаковость внутренних диаметров обеих трубок.

При равномерном движении потока через сужающее устройство погрешность измерения перепада давлений жидкостными дифференциальными манометрами составляет ±(1—2) мм высоты столба рабочей жидкости. В случае измерения пульсирующего расхода погрешность отсчета показаний прибора может возрасти до ±(5—7 мм) и выше. При колебании перепада давлений в дифференциальном манометре менее ±5%, средняя его величина определяется формулой (6-20).

В случае более значительного колебания перепада давлений средняя величина равна:

$$h_{ср}=\left(\frac{\sqrt{h_1}+\sqrt{h_2}+\ldots+\sqrt{h_n}}{n}\right), \qquad (8\text{-}2)$$

где $h_1, h_2, \ldots, h_n$ — перепады давлений в дифференциальном манометре при отдельных измерениях; n — число измерений.

Средняя квадратичная (относительная) погрешность в процентах измерения перепада давлений жидкостными приборами:

$$\sigma=\frac{1}{3}\frac{\Delta h}{h}100, \qquad (8\text{-}3)$$

где Δh — погрешность отсчета высоты столба рабочей жидкости, мм; h — высота столба рабочей жидкости, мм.

Наименьший допустимый перепад давлений в сужающем устройстве при погрешности отсчета ±2 мм должен составлять 100 мм. В этом случае средняя квадратичная погрешность измерения составит не более ±1%.

Для получения минимальной погрешности наибольшее значение измеряемого перепада давлений должно быть близким к верхнему пределу шкалы прибора. Отношение перепадов давлений должно удовлетворять условию

$$\Delta p_{макс}/\Delta p_{мин}\leqslant 10, \qquad (8\text{-}4)$$

где $\Delta p_{макс}$ и $\Delta p_{мин}$ — максимальный и минимальный перепады давлений в сужающем устройстве.

При несоблюдении указанного условия погрешность измерения перепада давлений, близкого к минимальному значению, будет сравнительно велика.

Для увеличения точности измерения расхода при испытаниях по I категории сложности к сужающему устройству присоединяют параллельно второй дифференциальный манометр. Расхождение в показаниях этих приборов не должно превышать ±(4—5)%. В этом случае расход измеряемой среды определяется как среднее значение показаний обоих дифференциальных манометров.

При необходимости непрерывной записи показаний дроссельных расходомеров (например, при нестационарных режимах) применяются стационарные (технические) дифференциальные манометры — мембранные, сильфонные и поплавковые с компенсационным унифицированным устройством.

Стационарные дифференциальные манометры могут быть также использованы при балансовых испытаниях паровых котлоагрегатов, если параллельно к ним присоединяются переносные дифференциальные манометры, служащие для периодических контрольных измерений.

Технические дифференциальные манометры выпускаются различных типов нескольких классов точности — 1,0; 1,6; 2,5 и 4 в двух разновидностях: бесшкальные и с отсчетным приспособлением (в виде показывающей шкалы и самопишущего устройства). Они снабжены телеметрической унифицированной системой (индукционной или ферродинамической) для передачи выходного сигнала к вторичному измерительному прибору.

Указанные дифференциальные манометры изготовляются на статическое давление до 400 кгс/см² и с верхним перепадом давлений 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 кгс/м² или 0,4, 0,63, 1,0, 1,6, 2,5, 4,0, 6,3 кгс/см². Шкалы и диаграммы их выполняются именованными или условными (0—100%). Нижний предел измерений расходомеров составляет 30% верхнего предела.

Наибольшее распространение получили мембранные дифференциальные манометры с чувствительным элементом в виде мягкой или упругой мембраны. Серийные модели дифференциальных манометров с мягкой мембраной рассчитаны для измерения сред при предельном избыточном давлении до 63 кгс/см². Ими измеряются перепады давления от 1 кгс/м² до 6,3 кгс/см².

Дифференциальные манометры с упругими мембранами типа ДМ являются бесшкальными приборами, снабженными индукционным датчиком (дифференциально-трансформаторным преобразователем) и выпускаются промышленностью трех моделей с классом точности 1,0 и 1,6, на предельные перепады давлений 100—250 или 0,4—6,3 кгс/см². Изменение этих пределов достигается установкой сменных мембранных коробок различной жесткости. Для измерения малых перепадов давлений (до 100 кгс/м²) применяются сдвоенные коробки небольшой жесткости. Приборы типа ДМ рассчитаны на рабочее давление среды 63, 250 и 400 кгс/см² и защищены от повреждения при одностороннем действии давления складыванием по профилю верхней и нижней мембранных коробок. Измерительный блок прибора обладает температурной компенсацией, так как нижняя мембранная коробка имеет значительно меньшую жесткость, чем верхняя. Работают эти приборы в комплекте с одним из вторичных показывающих и самопишущих электронных приборов дифференциально-трансформаторной системы типов — КСД, ЭПИД, ДС1 и МСИР. Из них в первую очередь должны применяться приборы серии КСД (в малогабаритном исполнении типа КСД-2), как обладающие лучшими свойствами, чем приборы типов ДС1, МСИР и ЭПИД.

В связи с тем что для большинства дроссельных расходомеров нижний предел измерения не превышает 30% верхнего предела, начальный участок шкалы вторичного прибора датчика (дифманометра) является нерабочим, так как в этом диапазоне погрешность показаний прибора превышает значение, соответствующее его классу точности. Относительная величина нерабочей области шкалы:

$$z = G_{мин}/G_{макс}, \qquad (8\text{-}5)$$

где $G_{мин}$ и $G_{макс}$ — минимальный (допустимый) и максимальный (предельный) расходы вещества.

Если по условиям измерения необходимо уменьшить нерабочую область расходомера, то следует применить установку сдвоенных (параллельно присоединенных) вторичных приборов с различными пределами шкалы, включаемых в работу поочередно в зависимости от измеряемого расхода. Тогда нерабочая область расходомера с двумя вторичными приборами уменьшится до 1 : 11 согласно равенству

$$z' = z'', \qquad (8\text{-}6)$$

где z' и z'' — нерабочие области обоих приборов.

При выборе предельных перепадов давлений для сдвоенных приборов следует для одного из них принять наименьший перепад стандартного ряда, равный 0,4 кгс/см² или 100 кгс/м², а для другого — соответственно больший. Указанные предельные перепады давлений и соответствующие им расходы связаны соотношением

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \sqrt{\frac{\Delta p_2}{\Delta p_1}}, \qquad (8\text{-}7)$$

где Q_1 и Δp_1 — расчетный расход и предельный перепад давлений первого прибора (с большим перепадом); Q_2 и Δp_2 — то же второго прибора (с меньшим перепадом).

8-5. УСТАНОВКА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ МАНОМЕТРОВ

Дифференциальные манометры устанавливаются в местах, не подверженных действию вибрации, а также недопустимо высокой или низкой температуры и влажности окружающей среды. Правильное расположение приборов проверяется при помощи уровня или отвеса. С целью уменьшения запаздывания показаний приборов длина соединительных трубок не должна превышать 30—35 м, а их внутренний диаметр должен составлять не менее 8—12 мм. Для обеспечения дренажа соединительные трубки прокладываются вертикально или с уклоном не менее 0,1 в сторону продувочных вентилей, газосборников или отстойных сосудов. Соединительные трубки также должны быть надежно защищены от чрезмерного нагрева и охлаждения и периодически подвергаться продувке, так как появление в них воздушных пробок при измерении расхода жидкости или пара и водяных — при из-

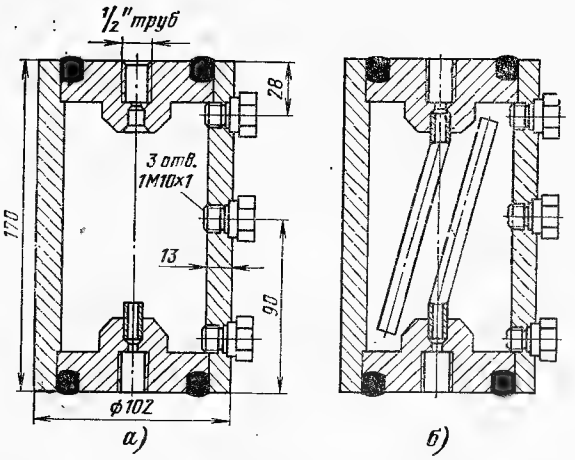


Рис. 8-8. Разделительные сосуды.

а — для измерения расхода вещества с плотностью меньше плотности разделительной жидкости; *б* — для измерения расхода вещества с плотности больше плотности разделительной жидкости.

мерении расхода газа (воздуха) приводит к большим погрешностям измерения.

При измерении расхода жидкого топлива (мазута, сланцевого масла и пр.) соединительные линии необходимо обогревать для предохранения от образования в них сгустков топлива. В этом случае перепад давления должен передаваться дифференциальному манометру через разделительный сосуд (рис. 8-8) с жидкостью, в качестве которой может служить раствор двууглекислой соды в чистой воде (5 г на 1 л воды), машинное масло и т. п. Разделительные сосуды, рассчитанные на рабочее давление до 160 кгс/см², применяются в случае, если плотность разделительной жидкости больше или меньше плотности измеряемой среды.

Для измерения расхода жидкости дифференциальный манометр рекомендуется устанавливать ниже сужающего устройства (рис. 8-9,*а*), чтобы исключить возможность попадания в соединительные трубки и прибор газа (воздуха) из трубопровода. Однако если по местным условиям прибор может быть установлен только выше сужающего устройства (рис. 8-9,*б*), то в верхних точках соединительных линий нужно расположить газосборники. При $t_{п.в} \geqslant 150°C$ необходимо применить схему рис. 8-11.

При измерении расхода газа (воздуха) дифференциальный манометр следует устанавливать выше сужающего устройства (рис. 8-10,*а*) с тем, чтобы избежать попадания в прибор конденсата, выпадающего при охлаждении газа. Соединительные трубки необходимо прокладывать с уклоном в сторону сужающего устройства. Если профиль трассы соединительной линии не обеспечивает свободного стока конденсата в трубопровод, необходимо в нижних точках (перегибах) соединительных линий установить отстойные сосуды с продувочными вентилями. Отстойные сосуды используются также и при вынужденной установке дифференциального манометра ниже сужающего устройства (рис. 8-10,*б*). Для измерения расхода пара рекомендуется установка дифференциального манометра ниже сужающего устройства (рис. 8-11,*а*). Необходи-

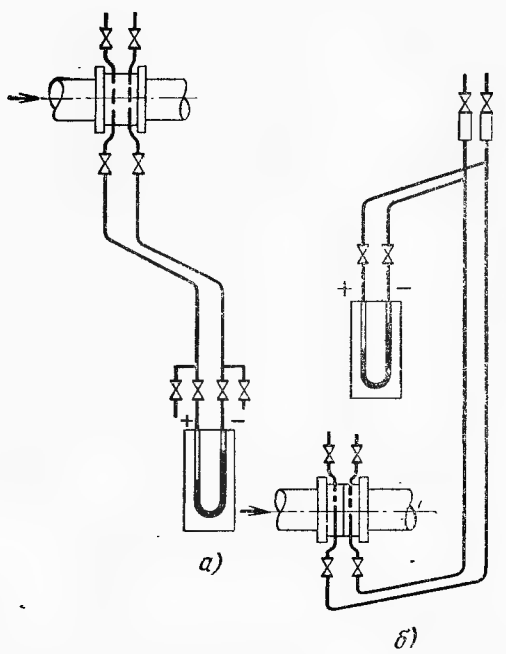


Рис. 8-9. Схема установка дифференциального манометра при измерении расхода жидкости.

а — ниже сужающего устройства; *б* — выше сужающего устройства.

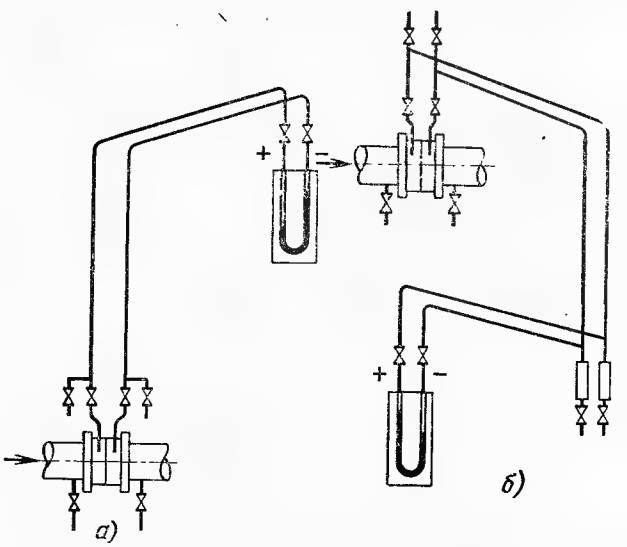


Рис. 8-10. Схема установки дифференциального манометра при измерении расхода газа (воздуха).

а — выше сужающего устройства; *б* — ниже сужающего устройства.

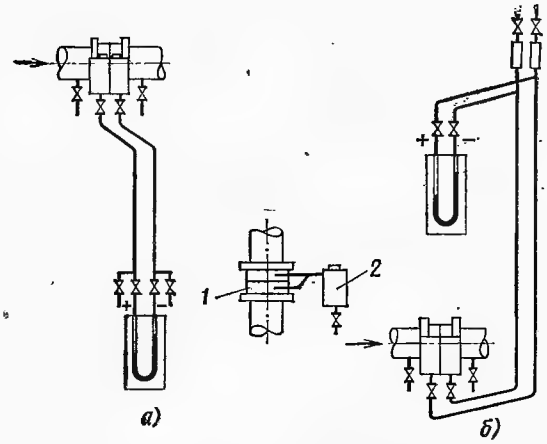


Рис. 8-11. Схема установки дифференциального манометра при измерении расхода пара.

а — ниже сужающего устройства; *б* — выше сужающего устройства: *1* — сужающее устройство; *2* — уравнительный конденсационный сосуд.

мо, чтобы давления столбов конденсата в соединительных линиях, воспринимаемые вторичным прибором, были одинаковы. Последнее достигается установкой у сужающего устройства двух уравнительных конденсационных сосудов (рис. 8-12 и табл. 8-6), расположенных на одной высоте. Патрубки, соединяющие сужающее устройство с уравнительными сосудами, располагаются горизонтально в одной плоскости.

Промышленностью выпускаются по ГОСТ 14318-73 уравнительные конденсационные сосуды типов СКМ-40 и СКМ-100 на давление 40 и 100 кгс/см² в различном исполнении (1, 2, 3, 4, 5).

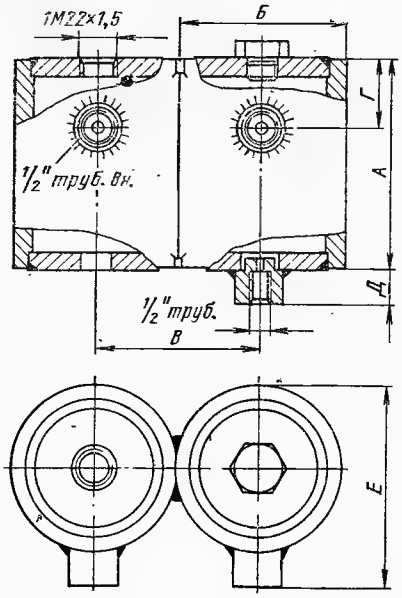


Рис. 8-12. Уравнительные конденсационные сосуды.

Таблица 8-6

Характеристики уравнительных конденсационных сосудов

Условное давление, кгс/см²	Размеры сосудов, мм					
	А	*Б*	*В*	*Г*	*Д*	*Е*
64 100	140	108	108	45	22	130
200	150	115	115	50	24	140

8-6. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ РАСХОДОМЕРАМИ С СУЖАЮЩИМИ УСТРОЙСТВАМИ

Для определения расхода жидкости, газа (воздуха) и водяного пара при помощи расходомеров с сужающими устройствами служат исходные уравнения:

для часового массового расхода, кг/ч,

$$G = A\alpha\varepsilon k_t d^2 \sqrt{\Delta p \rho_1}, \qquad (8\text{-}8)$$

для часового объемного расхода, м³/ч,

$$Q = A\alpha\varepsilon k_t d^2_{20} \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho_1}}, \qquad (8\text{-}9)$$

где α — коэффициент расхода; ε — поправочный множитель на расширение измеряемого вещества; k_t — поправочный множитель на тепловое расширение проходного сечения сужающего устройства от температуры измеряемого вещества; d_{20} — диаметр отверстия сужающего устройства при температуре 20°С, мм; Δp — перепад давления в сужающем устройстве, кгс/м²; ρ_1 — плотность измеряемого вещества перед сужающим устройством, кг/м³; $A = \frac{\pi}{4}\sqrt{2g}\cdot 3600\cdot 10^{-6} = 0{,}01252$ — числовой коэффициент, зависящий от единиц измерения исходных величин (Δp; d_{20} и ρ_1) уравнений (8-8) и (8-9). Так, при Δp в Па, d_{20}, мм, и ρ_1, кг/м³, числовой коэффициент $A = 3{,}998\cdot 10^{-3}$, при Δp в кгс/см² $A = 1{,}252$.

При измерении расхода среды жидкостным дифференциальным манометром перепад давления в сужающем устройстве, кгс/м²,

$$\Delta p = 0{,}001 h(\rho_{р.ж} - \rho_{б.ж}), \qquad (8\text{-}10)$$

где h — разность высоты уровня рабочей жидкости в дифференциальном манометре при температуре 20°С, мм; $\rho_{р.ж}$ и $\rho_{б.ж}$ — соответственно плотности рабочей и буферной жидкости в дифференциальном манометре при температуре 20°С, кг/м³.

Если над рабочей жидкостью находится газ (воздух), причем $\rho_{20} \leqslant 0{,}002\,\rho'_{20}$, то $\rho_{б.ж}$ в формуле (8-10) можно пренебречь.

Если температура окружающего дифференциальный манометр воздуха не равна 20°С, то в значения плотности следует вводить соответствующие поправки (табл. 8-7).

Коэффициент расхода α зависит от типа сужающего устройства его модуля m, характера потока (числа Рейнольдса Re):

$$\alpha = \alpha' k_1 k_2 k_3, \qquad (8\text{-}11)$$

где α' — исходный коэффициент расхода, определяемый по графику (рис. 8-13) или табл. 8-8. Если действительное число Re больше предельного его значения $Re_{пр}$, указанного в табл. 8-8, то можно принять $\alpha = \alpha'$; k_1,

Таблица 8-7

Плотность некоторых сред, кг/м³ [104; 64]

Название среды	Температура °С						
	−10	0	+10	+20	+30	+40	+50
Ртуть	13 620	13 595	13 571	13 546	13 522	13 497	13 473
Вода (дистиллированная)	—	1000	1000	998	996	992	988
Воздух*	1,33	1,29	1,25	1,21	1,17	1,13	1,09
Четыреххлористый углерод	—	1633	1614	1594	1575	1556	1528

* При давлении 760 мм рт. ст.

Таблица 8-8

Предельное число Рейнольдса и исходный коэффициент расхода для стандартных сужающих устройств

Модуль сужающего устройства m	Диафрагмы		Сопла и сопла Вентури	
	Предельное число Рейнольдса $Re_{пр}$	Исходный коэффициент расхода α'	Предельное число Рейнольдса $Re_{пр}$	Исходный коэффициент расхода α'
0,05	22 000	0,598	60 000	0,987
0,10	30 000	0,602	66 000	0,989
0,20	56 000	0,615	90 000	0,999
0,30	90 000	0,634	123 000	1,017
0,40	135 000	0,660	164 000	1,043
0,50	185 000	0,695	190 000	1,081
0,60	240 000	0,740	198 000	1,141
0,65	270 000	0,768	200 000	1,183
0,70	300 000	0,802	—	—

k_2, k_3 — поправочные множители на вязкость (при $Re \leq Re_{пр}$) вещества, шероховатость стенок трубопровода и недостаточную остроту входной кромки диафрагмы (рис. 8-14—8-16).

Величина k_1 учитывается только для переносных дифманометров, при применении стационарных приборов вместо k_1 вносится поправка к α' в соответствии с [79].

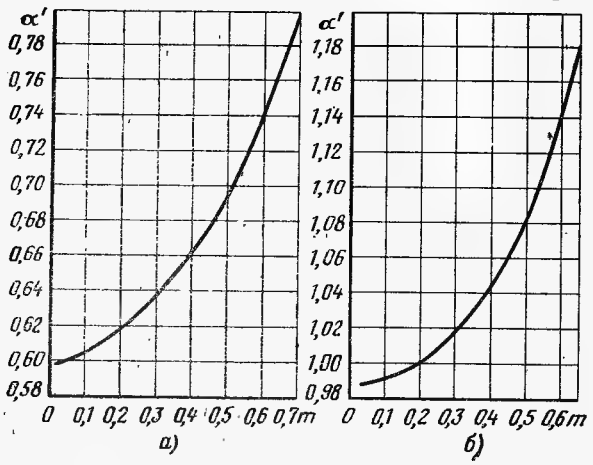


Рис. 8-13. Исходный коэффициент расхода стандартных сужающих устройств.

а — диафрагмы; *б* — сопла и сопла Вентури.

Число Рейнольдса находится по формуле

$$Re = 36100 \frac{G}{D\mu \cdot 10^6}, \qquad (8\text{-}12)$$

где D — действительный или эквивалентный внутренний диаметр трубопровода при температуре измеряемого вещества, мм; μ — динамическая вязкость вещества, кгс·с/м².

Для определения числа Re значения динамической вязкости некоторых технических газов принимаются по табл. 8-9, а для воды и водяного пара — по термодинамическим таблицам [96].

Вязкость газовых смесей не подчиняется простому правилу смешения, особенно при высоком содержании углеводородов. Для горючих газовых смесей, сжигаемых в топках котлоагрегатов, кинематическая вязкость, м²/с, при 20°С и 760 мм рт. ст. может быть приближенно определена по формуле

$$\nu_{20} = \frac{15{,}4 \cdot 10^{-4}}{100 + (CO_2 + C_nH_m) - 0{,}857H_2}, \qquad (8\text{-}13)$$

где CO_2, C_nH_m, H_2 — объемные содержания в газовой смеси двуокиси углерода, тяжелых углеводородов (кроме метана) и водорода, %.

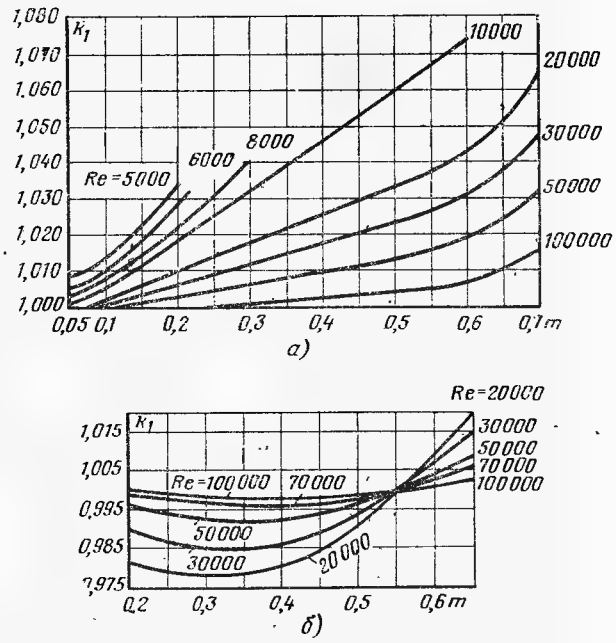


Рис. 8-14. Поправочный множитель на вязкость измеряемого вещества.

а — диафрагмы; *б* — сопла и сопла Вентури.

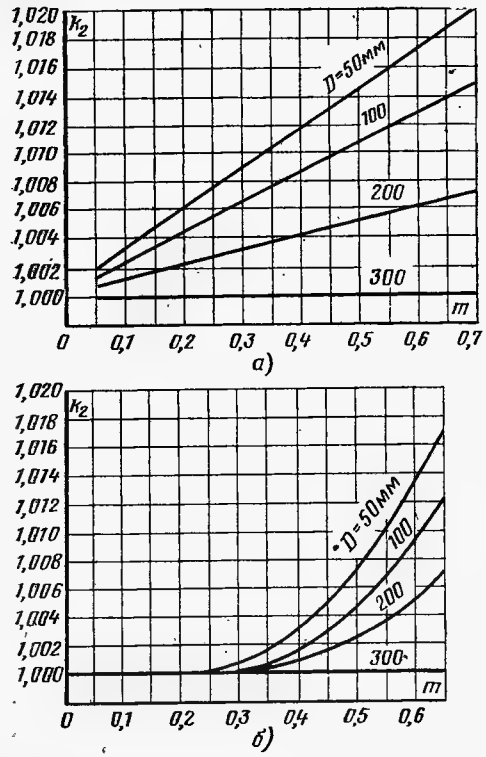


Рис. 8-15. Поправочный множитель на шероховатость стенок трубопровода.

а — диафрагмы; *б* — сопла и сопла Вентури.

Кинематическая вязкость горючих газовых смесей для температур от —10 до +45°С:

$$\nu_t = \nu_{20}[1 + 0{,}006(t - 20)]. \qquad (8\text{-}14)$$

Вязкость газовой смеси может быть также подсчитана по формуле Манна:

$$\frac{1}{\mu} = \sum \frac{G_i}{\mu_i}, \qquad (8\text{-}15)$$

где G_i, μ_i — массовая доля и динамическая вязкость отдельных компонентов газовой смеси.

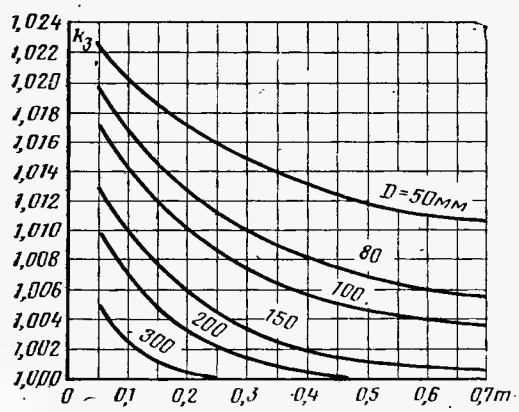


Рис. 8-16. Поправочный множитель на недостаточную остроту входной кромки диафрагмы.

Минимальный расход вещества $G_{мин}$ и перепад давлений в сужающем устройстве $h_{мин}$, при которых достигается $Re_{пр}$:

$$G_{мин} = G\frac{Re_{пр}}{Re}; \qquad (8\text{-}16)$$

$$h_{мин} = h\left(\frac{Re_{пр}}{Re}\right)^2, \qquad (8\text{-}17)$$

где G и h — расход вещества и перепад давлений в сужающем устройстве при критическом значении числа Re.

Поправочный множитель ε, учитывающий изменение плотности измеряемого вещества под влиянием уменьшения его давления при прохождении через сужающее устройство, зависит от типа последнего и в общем случае выражается уравнением

$$\varepsilon = f\left(m, \frac{\Delta p}{p_1}\chi\right), \qquad (8\text{-}18)$$

где p_1 — абсолютное давление измеряемого вещества перед сужающим устройством, кгс/м²; χ — показатель адиабаты вещества

Таблица 8-9

Динамическая вязкость технических газов

Газ	Динамическая вязкость $\mu \cdot 10^6$ при температуре, °С									
	0		50		100		200		300	
	Н·с/м²	кгс·с/м²	Н·с/м²	кгс·с/м²	Н·с/м²	кгс·с/м²	Н·с/м²	кгс·с/м²	Н·с/м²	кгс·с/м²
Воздух	17,35	1,77	19,8	2,02	22,3	2,27	26,0	2,65	29,7	3,03
Кислород (O_2)	19,0	1,94	21,8	2,22	24,5	2,51	30,0	3,06	—	—
Азот (N_2)	16,65	1,70	19,0	1,94	21,3	2,17	25,2	2,57	—	—
Водород (H_2)	8,7	0,89	9,7	0,99	10,7	1,09	12,35	1,25	13,9	1,42
Хлор (Cl_2)	12,55	1,28	14,7	1,50	16,9	1,72	—	—	—	—
Двуокись углерода (CO_2)	14,1	1,44	16,3	1,66	18,53	1,89	22,7	2,32	—	—
Двуокись серы (SO_2)	11,65	1,19	14,0	1,43	16,3	1,66	20,7	2,11	—	—
Сероводород (H_2S)	11,75	1,20	13,9	1,42	16,1	1,64	—	—	—	—
Аммиак (NH_3)	9,2	0,94	11,3	1,15	13,15	1,34	—	—	—	—
Метан (CH_4)	10,3	1,05	11,95	1,22	13,75	1,40	—	—	—	—
Ацетилен (C_2H_2)	9,42	0,96	—	—	—	—	—	—	—	—
Этилен (C_2H_4)	9,50	0,97	11,3	1,15	12,85	1,31	15,8	1,61	18,25	1,86
Этан (C_2H_6)	8,63	0,88	10,0	1,02	—	—	—	—	—	—
Окись углерода (CO)	17,25	1,76	20,0	2,04	—	—	—	—	—	—

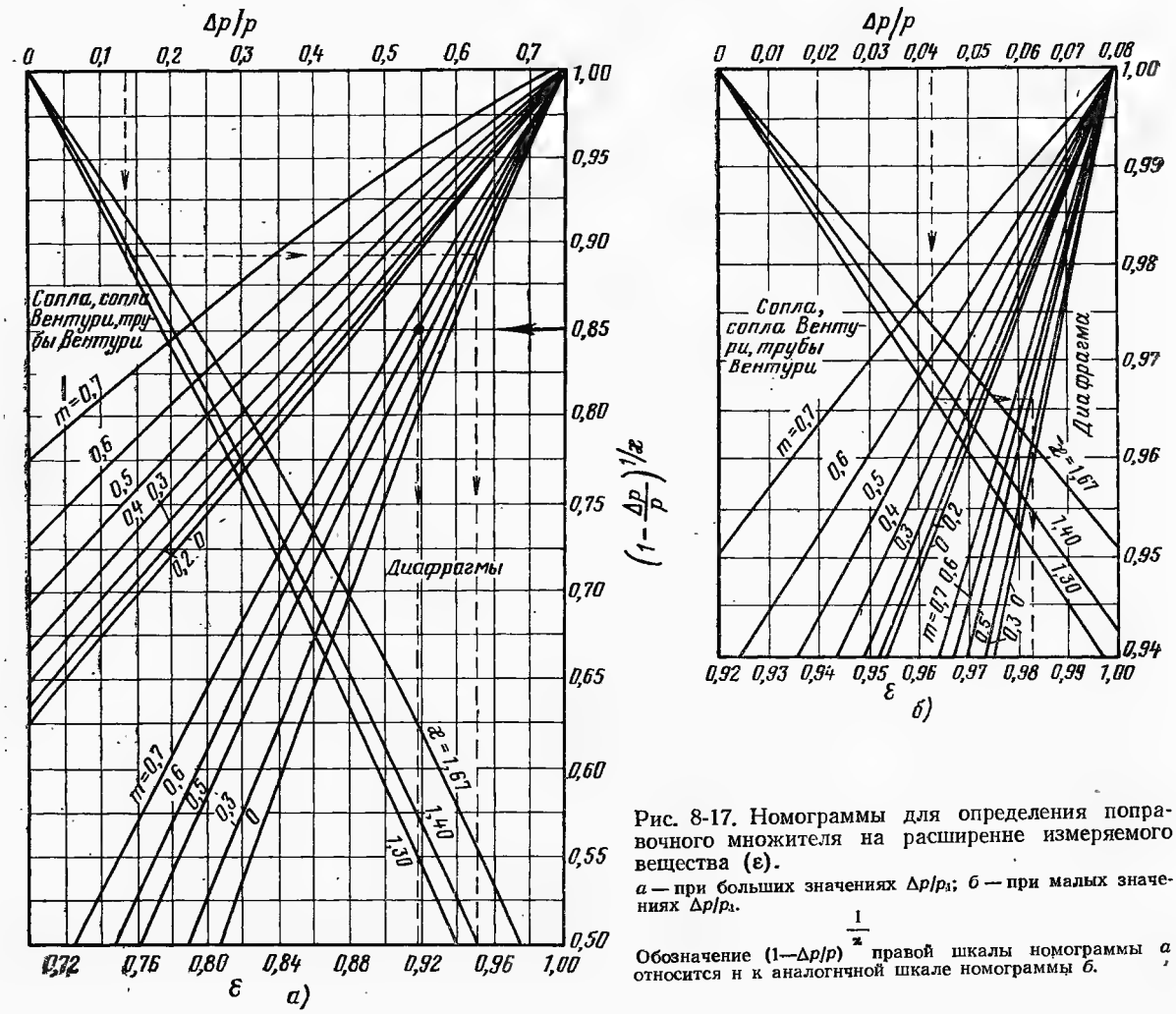


Рис. 8-17. Номограммы для определения поправочного множителя на расширение измеряемого вещества (ε).

а — при больших значениях $\Delta p/p_1$; *б* — при малых значениях $\Delta p/p_1$.

Обозначение $(1-\Delta p/p)^{\frac{1}{\varkappa}}$ правой шкалы номограммы *а* относится и к аналогичной шкале номограммы *б*.

(для перегретого водяного пара равный 1,3, для воздуха и двухатомных газов 1,4 и для одноатомных газов 1,67).

Для жидкостных дифференциальных манометров относительный перепад давлений в сужающем устройстве определяется по формуле

$$\frac{\Delta p}{p_1}=\frac{0{,}001(\rho'_{20}-\rho''_{20})h_{20}}{p_1}, \qquad (8\text{-}19)$$

а для пружинных

$$\frac{\Delta p}{p_1}=\frac{10^{-4}\Delta p}{p_1}. \qquad (8\text{-}20)$$

Для жидкости ввиду ее несжимаемости $\varepsilon=1$, а для газа (воздуха) и водяного пара этот множитель определяется по номограммам (рис. 8-17) или [79].

Поправочный множитель k_t на тепловое расширение сужающего устройства в трубопроводе зависит от материала устройства и температуры измеряемой среды и принимается по рис. 8-18. Плотность измеряемого вещества перед сужающим устройством ρ чаще всего определяется по его параметрам (давлению, температуре и влажности).

Значения плотности ρ_1 в зависимости от давления и температуры для воды, сухого насыщенного и перегретого водяного пара приводятся в справочной литературе. Для влажного водяного пара плотность, кг/м³, подсчитывается по формуле

$$\rho_{в.п}=\frac{1}{\frac{1-x}{\rho'}+\frac{x}{\rho''}}, \qquad (8\text{-}21)$$

где ρ′ и ρ″ — плотность воды (при температуре пара) и сухого насыщенного пара, кгс/м³; x — степень сухости пара (находится при помощи калориметра). Плотность жидкого топлива (нефти или мазута) определяется при помощи ареометра, весов Вестфаля или пикнометра. Если по данным анализа известна плотность жидкого топлива при температуре 20°С, то значение ее при другой температуре находится из равенства

$$\rho_t=\rho_{20}+\beta'(t-20), \qquad (8\text{-}22)$$

где ρ_t и ρ_{20} — плотности жидкого топлива при температуре t и 20°С, кгс/м³; β′ — температурный коэффициент, учитывающий изменение плотности жидкого топлива (табл. 8-10), кгс/(м³·°С).

Погрешность определения плотности нефти и мазута в зависимости от их вязкости равна: при помощи ареометра ±(0,001÷0,005) гс/см³, весов Вестфаля ±(0,0005÷0,001) гс/см³ и пикнометра ±0,0003 гс/см³.

Плотность сухого газа в рабочем состоянии, кгс/м³,

$$\rho_{с.т}=\rho_н\frac{pT_и}{p_нTk_с}, \qquad (8\text{-}23)$$

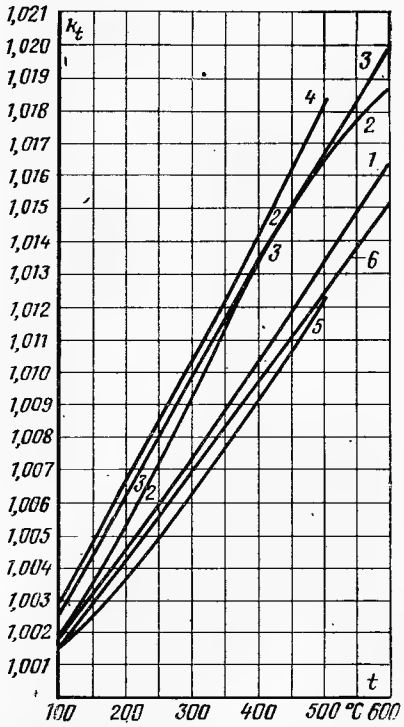


Рис. 8-18. Поправочный множитель на тепловое расширение сужающего устройства и трубопровода.

1 — сталь 20, 20М, 15ХМА, 15М и 12МХ; *2* — Х23Н12 и Х18Н25С2; *3* — 1Х18Н9Т; *4* — бронза; *5* — чугун; Х17 и Х17Н2; *6* — Х6СМ, Х7СМ и Х5М.

где $\rho_н$ — плотность сухого газа в нормальном состоянии, кгс/м³; p и $p_н$ — абсолютные давления газа в рабочем и нормальном состоянии, кг/м²; T и $T_н$ — абсолютные температуры газа в рабочем и нормальном состоянии, К; k_c — коэффициент сжимаемости газа (рис. 8-19). Этот коэффициент вводится при давлении газа более 3 кгс/см², т. е. когда разность между значением плотности, вычисленным по законам идеальных газов, и действительным значением становится заметной.

Плотность смеси сухих газов при нормальных условиях (температуре 0°С и давлении 760 мм рт. ст.), кг/м³,

$$\rho_н = \left[0{,}0196CO_2 + 0{,}0152H_2S + 0{,}0125N_2 + 0{,}0143O_2 + 0{,}00716CH_4 + 0{,}0125CO + 0{,}0009H_2 + \Sigma(0{,}536n + 0{,}045m)\frac{C_nH_m}{100}\right], \quad (8\text{-}24)$$

где CO_2, H_2S, N_2, O_2 — объемное содержание компонентов газовой смеси, %, n и m — число атомов химических веществ в составе непредельных углеводородов (C_nH_m).

При элементарном анализе газообразного топлива выражение непредельных углеводородов дается, как правило, в общем виде. Учитывая, что последние состоят главным образом из этилена (C_2H_4) и по абсолютной величине содержание их в смеси сравнительно невелико (до 3%), допустимо общее выражение непредельных углеводородов в формуле (8-24) заменить обозначением этилена.

Плотность влажного газа (воздуха) в рабочем состоянии, кг/м³,

$$\rho_{в.г} = \frac{\rho_н(p - \varphi p_{в.п})T_н + 0{,}804\varphi p_{в.п}T_н}{p_н T k_c}, \quad (8\text{-}25)$$

Таблица 8-10

Значения температурного коэффициента для жидких топлив

Плотность жидкого топлива (нефти, мазута и др.), кг/м³	β', кг/(м³·°С)	Плотность жидкого топлива (нефти, мазута и др.), кг/м³	β', кг/(м³·°С)
700—710	0,000897	831—840	0,000725
711—720	0,000884	841—850	0,000712
721—730	0,000870	851—860	0,000699
731—740	0,000857	861—870	0,000686
741—750	0,000844	871—880	0,000673
751—760	0,000831	881—890	0,000660
761—770	0,000818	891—900	0,000647
771—780	0,000805	901—910	0,000633
781—790	0,000792	911—920	0,000620
791—800	0,000778	921—930	0,000607
801—810	0,000765	931—940	0,000594
811—820	0,000752	941—950	0,000581
821—830	0,000738	951—960	0,000568

или

$$\rho_{в.г} = 0{,}29\,\frac{(\rho_н + f)\,p}{(0{,}804 + f)\,Tk_c}, \quad (8\text{-}26)$$

где $p_{в.п}$ — давление насыщенного водяного пара при температуре t, кгс/м²; φ — относительная влажность газа (воздуха) в рабочем состоянии (в долях единицы); f — абсолютная влажность газа (воздуха) в рабочем состоянии, кг/м³.

Плотность газообразного топлива в рабочем состоянии, кгс/м³,

$$\rho_{г.тл} = \frac{\rho_н + 0{,}001\,[d_{г.тл} + a^m]}{1 + \frac{d_{г.тл}}{804}}, \quad (8\text{-}27)$$

где $d_{г.тл}$ — содержание водяного пара в газе, г/м³; a^m — содержание минеральной пыли в газе, г/м³.

При измерении расхода водяного пара, жидкости или газа следует иметь в виду, что колебание давления в пределах ±5% дает погрешность около ±(2,5—3)%, а колебание температуры на ±10% — около ±2,5% при температуре среды 200°С и ±3,5% — при температуре 400°С.

Стационарные (технические) расходомеры с именованными шкалами (в единицах расхода) градуируются при определенных параметрах измеряемого вещества (давление, температура и влажность). При откло-

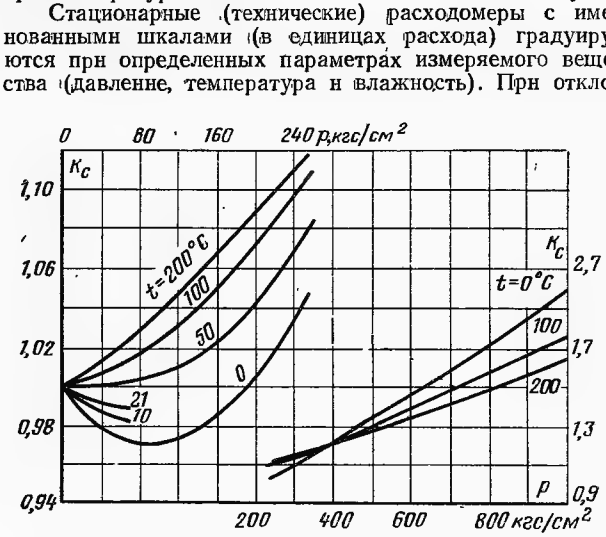


Рис. 8-19. Коэффициент сжимаемости воздуха.

нении от этих величин к показанию прибора следует вводить поправку и тогда действительный расход:

при шкале, градуированной в кг/ч,

$$G' = G\frac{\varepsilon'}{\varepsilon}\sqrt{\frac{\rho'}{\rho}}; \qquad (8\text{-}28)$$

при шкале, градуированной в м³/ч,

$$Q' = Q\frac{\varepsilon'}{\varepsilon}\sqrt{\frac{\rho}{\rho'}}, \qquad (8\text{-}29)$$

где G' и G — действительный и расчетный массовые расходы вещества; Q' и Q — действительный и расчетный объемные расходы вещества; ε' и ε — действительный и расчетный поправочные множители на расширение вещества; ρ' и ρ — действительная и расчетная плотность измеряемой среды.

Применение расходомеров с сужающими устройствами для измерения расхода питательной воды, поступающей в барабанные паровые котлоагрегаты с автоматическим регулированием питания, связано с появлением значительных погрешностей измерения из-за резких колебаний расхода воды. При автоматическом регулировании питания барабанного котлоагрегата мгновенные значения расхода питательной воды даже при установившемся режиме работы котлоагрегата отличаются от средних значений за опыт примерно на 4—6%. В этих условиях определение расхода питательной воды следует проводить, исходя из уравнения материального баланса парового котлоагрегата:

$$D_{п.в} = D_{п.п} + D_{н.п} + D_{пр}, \qquad (8\text{-}30)$$

где $D_{п.п}$ — расход выработанного котлоагрегатом перегретого пара, т/ч; $D_{н.п}$ — расход насыщенного пара на собственные нужды (обдувочные устройства, мазутное хозяйство и пр.), т/ч; $D_{пр}$ — расход воды на непрерывную продувку котлоагрегата, т/ч.

При закрытой непрерывной продувке

$$D_{п.в} = D_{п.п} + D_{н.п}. \qquad (8\text{-}31)$$

При ручном регулировании питания барабанного котлоагрегата расход питательной воды может измеряться расходомером с сужающим устройством.

8-7. УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ СУЖАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Расчеты сужающего устройства можно разделить на две группы:

1) расчет по результатам измерения расхода сужающим устройством;

2) расчет устанавливаемого на время испытаний сужающего устройства, перепад давлений на котором будет измеряться пружинным или жидкостным дифференциальным манометром.

Для выполнения расчета при выборе сужающего устройства должны быть известны:

пределы измерения расхода;

максимальный расход измеряемого вещества $G_{макс}$, кг/ч или м³/ч;

давление p_1, кгс/см², температура t_1, °С, и относительная влажность, %, измеряемого вещества перед сужающим устройством;

допустимая остаточная потеря давления δp, кгс/см², в сужающем устройстве при максимальном расходе;

материал и внутренний диаметр D_{20}, мм, трубопровода при температуре 20°С;

средняя температура окружающего воздуха $t_в$, °С, в месте установки расходомера;

длина l, мм, прямого участка трубопровода, в котором намечается установка сужающего устройства и вид местного сопротивления трубопровода перед ним.

Ниже приводится порядок расчета заданного типа сужающего устройства при измерении расхода жидкости, газа (воздуха) и пара.

А. *Измерение расхода жидкости*

1. Выбирают максимальный (расчетный) перепад давлений $\Delta p_{макс}$, кгс/см² или кгс/м², в сужающем устройстве в зависимости от верхнего предела шкалы дифференциального манометра. При этом учитывают следующее:

а) максимальный перепад давлений должен составлять не более 80—85% верхнего предела шкалы дифференциального манометра и минимальный для жидкостных приборов — не менее 100 мм высоты столба рабочей жидкости.

При выборе стационарного дифференциального манометра необходимо руководствоваться ГОСТ 3720-66; предельный номинальный перепад давления выбирать из ряда чисел, указанных в ГОСТ, а верхний предел измерения дифференциального манометра $Q_{пр}$ — по наибольшему измеряемому расходу $Q_{макс}$, причем $Q_{пр}$ должно быть ближайшим большим к $Q_{макс}$ числом из приведенного в ГОСТ ряда;

б) остаточная потеря давления в сужающем устройстве при максимальном расходе не должна превышать допустимого значения по условиям работы установки;

в) при увеличении расчетного перепада давлений в сужающем устройстве уменьшается отношение m, понижается число Re (расширяется область течения, свободная от влияния вязкости) и уменьшается влияние местных сопротивлений трубопровода (сокращается потребная длина прямого успокоительного участка).

2. Определяют плотность ρ_1, кг/м³, измеряемой среды перед сужающим устройством в зависимости от ее параметров (давления, температуры и влажности), пользуясь термодинамическими таблицами или формулами (8-21)—(8-27).

3. Вычисляют внутренний диаметр D, мм, трубопровода при рабочей температуре t согласно равенству

$$D = D_{20}\sqrt{k'_t}, \qquad (8\text{-}32)$$

где k'_t — поправочный множитель на тепловое расширение проходного сечения трубопровода от температуры измеряемой среды.

Множитель k'_t находится в зависимости от материала трубопровода и его температуры t по графику на рис. 8-18.

4. Определяют вспомогательную величину $m\alpha$. Для этого, исходя из уравнений (8-8) или (8-9) и учитывая, что $k_t d^2_{20} = mD^2$ и $\varepsilon = 1$, получают выражения

$$m\alpha = \frac{G_{макс}}{AD^2\sqrt{\Delta p \rho_1}}, \qquad (8\text{-}33)$$

или

$$m\alpha = \frac{Q_{макс}}{AD^2\sqrt{\frac{\Delta p}{\rho_1}}}. \qquad (8\text{-}34)$$

Величину $m\alpha$ выражают числом значащих цифр, соответствующим погрешности около 0,1%.

5. Определяют значение величины m_1 в зависимости от $m\alpha$, D и выбранного типа сужающего устройства, пользуясь данными, приведенными на рис. 8-20. Вычисление m проводят с погрешностью, не превышающей 0,1%.

6. Находят искомое значение диаметра d_{20}, мм, отверстия сужающего устройства при температуре 20°С по формуле

$$d_{20} = D\sqrt{m/k_t}. \qquad (8\text{-}35)$$

Значение d_{20} определяют числом значащих цифр, соответствующим погрешности около 0,1%.

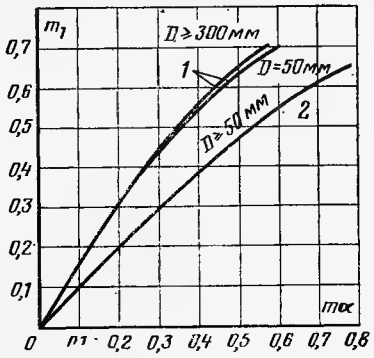


Рис. 8-20. Зависимость m_1 от $m\alpha$ и D.
1 — диафрагмы; *2* — сопла.

7. Подсчитывают по формуле (8-12) число Re для заданного максимального расхода жидкости и сравнивают со значением числа $Re_{пр}$, определяемым в зависимости от m по табл. 8-8.

8. Проводят поверочный расчет, для чего, исходя из значения m находят по формуле (8-11) действительный коэффициент расхода α, а затем, пользуясь уравнениями (8-8) или (8-9) определяют максимальный расход измеряемого вещества. Расхождение между заданным и вычисленным максимальными расходами не должно превышать $\pm 0{,}5\%$.

9. Определяют минимальный расход $G_{мин}$ жидкости, при котором возможно измерение без учета поправки на изменение коэффициента расхода от влияния вязкости. Подсчет проводится по формуле (8-12), принимающей вид:

$$G_{мин} = \frac{Re_{пр} D \mu \cdot 10^6}{36\,100}. \qquad (8\text{-}36)$$

10. Находят остаточную потерю давления среды в сужающем устройстве, пользуясь зависимостью, приведенной на рис. 8-6, и формулой

$$\delta h = \frac{\delta p}{\Delta p} h_{20макс}. \qquad (8\text{-}37)$$

11. Определяют длины l_1 и l_2 прямых успокоительных участков трубопровода перед и за сужающим устройством, пользуясь табл. 8-4 или графиками, приведенными в [79].

12. Подсчитывают вероятную и предельную погрешности измерения расхода вещества по формулам (8-43)—(8-56).

Б. *Измерение расхода газа и пара*

1. То же, что и в п. 1—4 при измерении расхода жидкости.

2. Определяют приближенное значение модуля прибора m_1 в зависимости от $m\alpha_0$ и выбранного типа сужающего устройства, пользуясь графиком на рис. 8-21.

3. Находят средний относительный перепад давлений $(\Delta p/p_1)_{ср}$ в сужающем устройстве, который для жидкостных дифференциальных манометров определяют по формуле

$$\left(\frac{\Delta p}{p_1}\right)_{ср} = n^2 \left[\frac{0{,}001\,(\rho'_{20} - \rho''_{20})\, h_{20макс}}{p_1}\right] \qquad (8\text{-}38)$$

и для пружинных — по формуле

$$\left(\frac{\Delta p}{p_1}\right)_{ср} = \frac{\Delta p}{p_1} n^2, \qquad (8\text{-}39)$$

где n — отношение ожидаемого среднего расхода $G_{ср}$ или $Q_{ср}$ соответственно к максимальному расходу $G_{макс}$ или $Q_{макс}$.

4. Определяют по номограмме на рис. 8-17 среднее значение поправочного множителя на расширение измеряемого вещества $\varepsilon_{ср}$ в зависимости от m_1, $(\Delta p/p_1)_{ср}$ и показателя адиабаты вещества.

5. Подсчитывают значение новой вспомогательной величины

$$(m\alpha)_0 = m\alpha/\varepsilon_{ср}, \qquad (8\text{-}40)$$

которую выражают числом значащих цифр, соответствующих погрешности около 0,1%.

6. Находят окончательное значение m в зависимости от величин $(m\alpha)_0$ и D по графику на рис. 8-20. Вычисление проводят с погрешностью, не превышающей 0,1%.

7. То же, что и в п. 6—12 при измерении расхода жидкости.

8-8. СПЕЦИАЛЬНЫЕ СУЖАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Измерение расходов при помощи стандартных сужающих устройств в области малых чисел Рейнольдса (при вязких и загрязненных жидкостях, малых диаметрах трубопровода, нагретых газах, небольших расходах, газовых смесях с высоким содержанием водорода) практически невозможно из-за непостоянства коэффициентов расхода, а следовательно, неопределенной точности измерения. В практике для этих целей приходится применять специальные сужающие устройства, наиболее распространенными из которых являются:

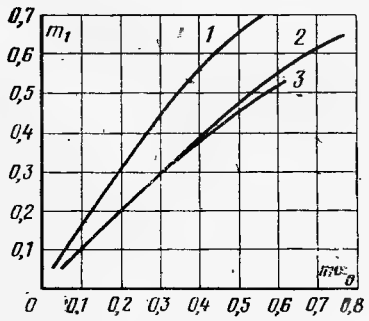


Рис. 8-21. Зависимость m от $m\alpha_0$.
1 — диафрагмы; *2* — сопла; *3* — трубы Вентури.

сдвоенные диафрагмы, сопла с профилем в четверть круга и диафрагмы с двойным скосом (табл. 8-11), применяемые в основном для измерения расхода жидкого топлива (мазута, сланцевого и солярового масла и т. п.);

сегментные диафрагмы — для измерения расхода загрязненных жидкостей и газов, насыщенных жидкостью и для измерений расхода газов в трубопроводах диаметром свыше 1000 мм;

прямоугольные диафрагмы и прямоугольные трубы Вентури — в основном для измерения расхода газа (воздуха) в прямоугольных каналах в случаях, когда невозможно по конструктивным условиям устанавливать круглые

Таблица 8-11

Области применения отдельных видов специальных сужающих устройств

Тип сужающего устройства	Модуль сужающего устройства m	Число Рейнольдса	
		$Re_{мин}$	$Re_{макс}$
Сдвоенная диафрагма (рис. 8-22,*а*)	0,05—0,6	2000	200 000
Сопло с профилем в четверть круга (рис. 8-22,*б*)	0,05—0,39	300	270 000
То же (рис. 8-22,*в*)	0,44—0,49	200	200 000
Диафрагма с двойным скосом (рис. 8-22,*г*)	0,16—0,25	3000	100 000
То же (рис. 8-22,*д*)	0,06—0,121	70	30 000

Таблица 8-12

Примерные значения исходного коэффициента расхода и вспомогательных величин для расчета сдвоенных диафрагм

m	α'	$m\alpha$	$Re_{пр}$	$\frac{\delta p}{\Delta p}$ 100%
0,05	0,692	0,0346	2000	94,2
0,15	0,696	0,0966	3000	79,0
0,25	0,704	0,1757	4000	67,8
0,35	0,719	0,2516	6200	57,8
0,45	0,742	0,3339	8600	48,5
0,55	0,776	0,4262	12 500	39,8
0,60	0,796	0,4788	15 000	37,3

патрубки или невозможен переход от прямоугольного канала к круглому.

Все эти устройства могут быть применены лишь при условии их предварительной тарировки.

Определение расхода среды при помощи специальных сужающих устройств проводится по основным формулам (8-8) или (8-9) с использованием данных табл. 8-12—8-15.

Сдвоенная диафрагма представляет собой две стандартные диафрагмы с различными диаметрами сужающих отверстий, причем $d_1 > d_2$. Обе диафрагмы устанавливаются на расстоянии (0,2—0,8)D одна от другой. Основной диафрагмой, по диаметру которой рассчи-

Таблица 8-13

Примерные значения исходного коэффициента α' и вспомогательных величин для расчета сопл с профилем в четверть круга

m	α'	Re	r/D
0,05	0,771	700—56 000	0,100
0,16	0,792	650—140 000	0,112
0,25	0,830	330—240 000	0,135
0,36	0,903	300—270 000	0,208
0,39	0,933	370—150 000	0,285
0,44	0,974	250—200 000	0,377
0,49	1,012	200—200 000	0,466

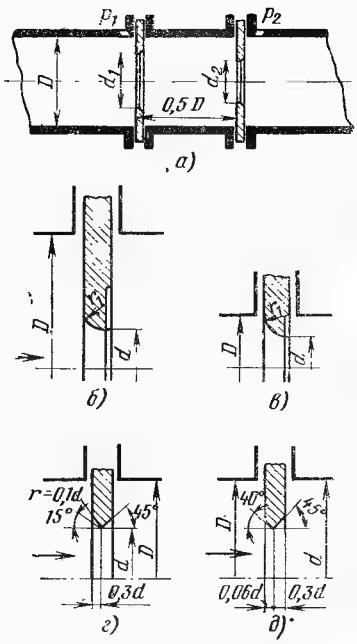


Рис. 8-22. Специальные сужающие устройства.

а — сдвоенная диафрагма; *б* — сопло с профилем в четверть круга при $m \leq 0,44$; *в* — сопло с профилем в четверть круга при $m > 0,44$; *г* и *д* — диафрагмы с двойным скосом.

тывается расход, является вторая по ходу среды. Эту диафрагму с диаметром d_2 (рис. 8-22,*а*) рассчитывают обычным путем, определяя коэффициент α' по табл. 8-12, а диаметр отверстия первой диафрагмы находят в зависимости от размеров второй по графику на рис. 8-23. Остаточная потеря давления в сдвоенной диафрагме несколько меньше, чем в нормальной, и определяется в процентах значения перепада давлений по табл. 8-12. Отбор давлений у сдвоенных диафрагм производится непосредственно около наружных торцов диафрагм. Для сдвоенной диафрагмы недостаточная острота входной кромки и шероховатости трубопровода практически не влияют на изменение коэффициента расхода α.

Сопло с профилем в четверть круга имеет при $m < 0,44$ дугу, плавно сопрягающуюся с линией торца на входе потока (рис. 8-22,*б*),

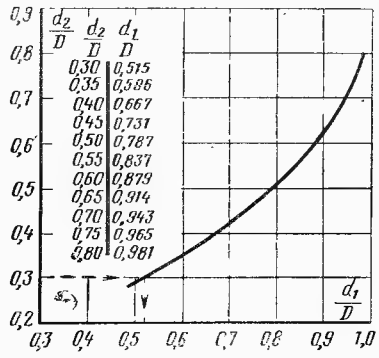


Рис. 8-23. Зависимость d_1/D от d_2/D для сдвоенных диафрагм.

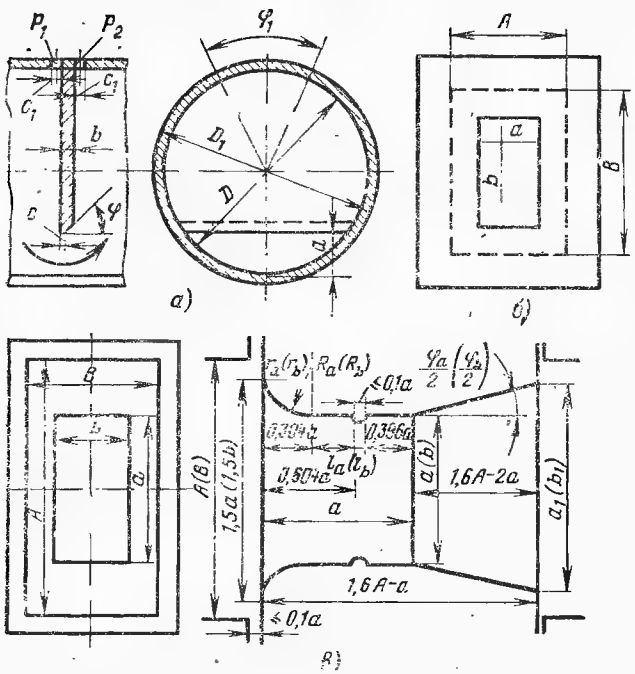


Рис. 8-24. Прямоугольные и сегментные сужающие устройства.

а — сегментная диафрагма; *б* — прямоугольная диафрагма; *в* — прямоугольная расходомерная труба (Вентури). $r_a=0{,}2\,a$; $r_b=0{,}2\,b$; $R_a=a/3$; $R_b=b/3$; $l_a=0{,}3\,a$; $l_b=0{,}604\,a-0{,}304\,b$; $\varphi_a=28°$; $\varphi_b=\mathrm{arctg}\,(B/4\,A)$; $a_1=0{,}8\,A$; $b_1=0{,}8\,B$.

а при $m>0{,}44$ — срезанную дугу в соответствии с размером D (рис. 8-22,*в*).

Для выбора специального сужающего устройства:

1) определяют значение числа Re;

2) выбирают по табл. 8-11 соответствующий тип сужающего устройства;

3) определяют по формулам (8-8) или (8-9) диаметр (или площадь) отверстия сужающего устройства, принимая значение исходного коэффициента расхода α' по данным тарировки или по табл. 8-12, 8-13;

4) находят дополнительные конструктивные размеры сужающего устройства (например, по табл. 8-3 величину r/D для сопел с профилем в четверть круга).

Сегментные (эксцентрические) диафрагмы (рис. 8-24,*а*) в отличие от нормальных (концентрических) диафрагм предохраняют трубопровод в месте их установки от загрязнения и скопления выделившихся из жидкости газов, обеспечивая постоянство коэффициента расхода сужающего устройства начиная с $\mathrm{Re}\approx 8500$—$360\,000$. Сегментная диафрагма представляет собой тонкую перегородку с сегментным вырезом внизу, устанавливаемую нормально к оси трубопровода. Со стороны выхода потока кромка диафрагмы имеет скос под углом 30—40°. Толщина диафрагмы b не должна превышать $0{,}1D$ и размер c не более $0{,}02D$. Отбор давлений осуществляется в верхней части трубы на расстоянии по обоим сторонам от диафрагмы не более $0{,}03\,D$. Допускается отклонение расположения мест отборов в пределах угла φ от 20 (при $m=0{,}7$) до 110° (при $m=0{,}1$). При измерении расхода жидкости, содержащей пузырьки газа, сегментная диафрагма устанавливается отверстием вверх. Отбор давлений при этом производится в нижней части трубы.

При расчете сегментных диафрагм в основных формулах (8-8) и (8-9) вместо величины $k_t d^2_{20}$ представляется значение mD^2, причем отношение площадей m находится по формуле

$$m=\frac{D\,(l-s)+as}{\pi D^2}, \qquad (8\text{-}41)$$

где D — внутренний диаметр трубопровода при рабочей температуре, мм; l — длина дуги круга, образующей отверстие сегментной диафрагмы, мм; s — длина хорды круга диафрагмы, мм; a — высота отверстия диафрагмы, мм.

Примерные значения исходного коэффициента расхода α' для сегментных диафрагм приведены в табл. 8-14.

У прямоугольных диафрагм (рис. 8-24,*б*) и расходомерных труб (рис. 8-24,*в*) для обеспечения гидродинамического подобия соотношение размеров (сторон) прямоугольного сужающего устройства и канала, в котором оно устанавливается, должно удовлетворять равенству

$$a/b=A/B, \qquad (8\text{-}42)$$

где a и b — ширина и высота отверстия сужающего устройства; A и B — ширина и высота канала в месте установки сужающего устройства.

Расчет прямоугольных сужающих устройств проводится по основным формулам (8-8) и (8-9), в которых вместо величины d^2_{20} подставляется значение $1{,}273\,f_{20}$ (где f_{20} — площадь отверстия сужающего устройства при температуре 20°С, мм²). Значения исходного коэффициента α' для указанных устройств, полученные опытным путем с погрешностью ±2% (вместо ±0,5% для нормальных сужающих устройств), приведены в табл. 8-15, в которой указаны также значения $\mathrm{Re}_{пр}$ и вспомогательной величины $m\alpha$.

Таблица 8-14

Примерные значения исходного коэффициента расхода и вспомогательных величин для сегментных диафрагм

$\frac{a}{D}$	m	α'	$m\alpha'$	$\mathrm{Re}_{пр}$	$\frac{\delta p}{\Delta p}$ 100%
0,05	0,0186	0,6104	0,01135	10 000	98,1
0,15	0,0940	0,6136	0,05768	19 000	90,6
0,25	0,1957	0,6209	0,12151	32 000	80,4
0,35	0,3119	0,6349	0,19802	50 000	68 8
0,45	0,4365	0,6609	0,28848	78 000	56,4
0,55	0,5635	0,7000	0,39445	125 000	43,7
0,65	0,6881	0,7522	0,51759	200 000	31,2
0,75	0,8043	0,8214	0,66065	280 000	19,5
0,85	0,9060	0,9244	0,83750	360 000	9,4

Таблица 8-15

Расчетные характеристики прямоугольных диафрагм и расходомерных труб

Модуль	Прямоугольные диафрагмы			Прямоугольные расходомерные трубы Вентури		
$m=\frac{ab}{AB}$	α'	$m\alpha$	$Re_{пр}$	α'	$m\alpha$	$Re_{пр}$
0,05	0,598	0,0299	15 000	0,985	0,04925	70 000
0,15	0,608	0,0912	45 000	0,994	0,1491	85 000
0,25	0,624	0,1550	75 000	1,010	0,2525	115 000
0,35	0,645	0,2257	105 000	1,032	0,3612	150 000
0,45	0,676	0,3042	135 000	1,067	0,4801	190 000
0,55	0,716	0,3938	165 000	1,120	0,6160	200 000
0,65	0,768	0,4992	195 000	—	—	—
0,70	0,802	0,5614	210 000	—	—	—

Точность измерения расхода прямоугольными сужающими устройствами в значительной мере зависит от способа отбора давлений к дифференциальному манометру. Штуцера для отбора давлений у прямоугольных диафрагм должны устанавливаться по периметру канала на расстоянии 0,03 $D_{экв}$ перед и за диафрагмой, а у прямоугольных расходомерных труб — на расстоянии, указанном на рис. 8-24,*в*. Относительное значение остаточной потери давления в прямоугольных сужающих устройствах находится по графику на рис. 8-6.

8-9. ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДОМЕРАМИ С СУЖАЮЩИМИ УСТРОЙСТВАМИ

Средняя квадратичная (относительная) погрешность измерения расхода жидкости, газа или водяного пара сужающими устройствами, %,

$$\sigma=\sqrt{\sigma^2_\alpha+\sigma^2_\varepsilon+\sigma^2_{\sqrt{\Delta p}}+\frac{1}{4}\sigma^2_{\rho'}+4\sigma^2_d+\sigma^2_{k_t}}, \quad (8\text{-}43)$$

где σ_α, σ_ε, $\sigma_{\sqrt{\Delta p}}$, $\sigma_{\rho'}$, σ_d и σ_{k_t} — соответственно средние квадратичные погрешности при определении α, ε, $\sqrt{\Delta p}$, ρ, d, k_t, %.

Среднюю квадратичную погрешность коэффициента расхода σ_α при соблюдении правил [79] можно принять в пределах, %:

для диафрагм от 0,30 (при m=0,05 и $D\geqslant$400 мм) до 2,7 (при m=0,7 и D=50 мм);

для сопл от 0,30 (при m=0,05 и $D\geqslant$300 мм) до 2,06 (при m=0,65 и $D\geqslant$50 мм);

для сопл Вентури от 0,5 (при m=0,05 и $D\geqslant$300 мм) до 1,7 (при m=0,6 и D=50 мм).

Погрешность определения ε при использовании осредненных вместо истинных значений ее при $\Delta p/p_1$ может достигать ±3—5%.

При определении перепада давлений жидкостным дифференциальным манометром значение $\sigma_{\sqrt{\Delta p}}$ принимается равным 0,55 — 0,71%, а для стационарных пружинных дифференциальных манометров с вторичными приборами значение $\sigma_{\sqrt{\Delta p}}$ находится в пределах 0,90 — 1,55%. Средняя квадратичная погрешность в определении диаметра отверстия сужающего устройства σ_d принимается равной ±(0,1—0,25) %.

Средняя квадратичная погрешность σ_{k_t} обычно мала по сравнению с другими составляющими (даже при t=550÷600°С, σ_{k_t}=0,025÷0,04), поэтому, как правило, ею можно пренебречь.

Остальные погрешности составляющих σ при применении показывающих и самопишущих приборов различных типов принимаются по [79, 11].

В результате проведенных расчетов определяются вероятная δ и предельная Δ относительные погрешности измерения, %:

$$\delta=\frac{2}{3}\sigma \quad (8\text{-}44)$$

и

$$\Delta=3\sigma. \quad (8\text{-}45)$$

Возможность появления предельной погрешности измерения составляет примерно 0,3%.

На основании указанных значений частных погрешностей (расчетных [79] и экспериментальных) средняя квадратичная погрешность при измерениях сужающими устройствами расхода воды составит 1,5—1,7%, для водяного пара и газа 2,5—3%.

8-10. ТАРИРОВКА СУЖАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

При измерении расхода среды в трубопроводах, имеющих D<50 мм, а также при установке сужающих устройств, у которых значение модуля m выходит за пределы указанных в [79] величин, их необходимо тарировать массовым способом в рабочих условиях, т. е. на том же трубопроводе (канале), при рабочих параметрах и различных расходах среды. В случае невозможности тарировки в рабочих условиях допустимо проводить ее на рабочем трубопроводе (канале), но при других параметрах среды и, в частности, холодной водой или воздухом. При тарировке водой можно применять схему с мерным баком (рис. 8-25). Тарировку воздухом проводят путем измерения скоростного поля напорными трубками или расхода среды счетчиком. При этом должно быть соблюдено равенство чисел Рейнольдса, т. е.

$$\frac{w_р D_р}{\nu_р}=\frac{w_т D_т}{\nu_т}, \quad (8\text{-}46)$$

где $w_р$ и $w_т$ — скорость среды в трубопроводе перед сужающим устройством при рабочих условиях и тарировке, м/с; $\nu_р$ и $\nu_т$ — коэффициенты кинематической вязкости среды перед сужающим прибором при рабочих параметрах среды и тарировке, м²/с; $D_р$ и $D_т$ — внутренние диаметры трубопровода при рабочей температуре среды и тарировке, м.

На основании результатов тарировки рассчитывается коэффициент расхода, поправочный множитель к расходу или строится графическая зависимость

$$Q=f(\Delta p). \quad (8\text{-}47)$$

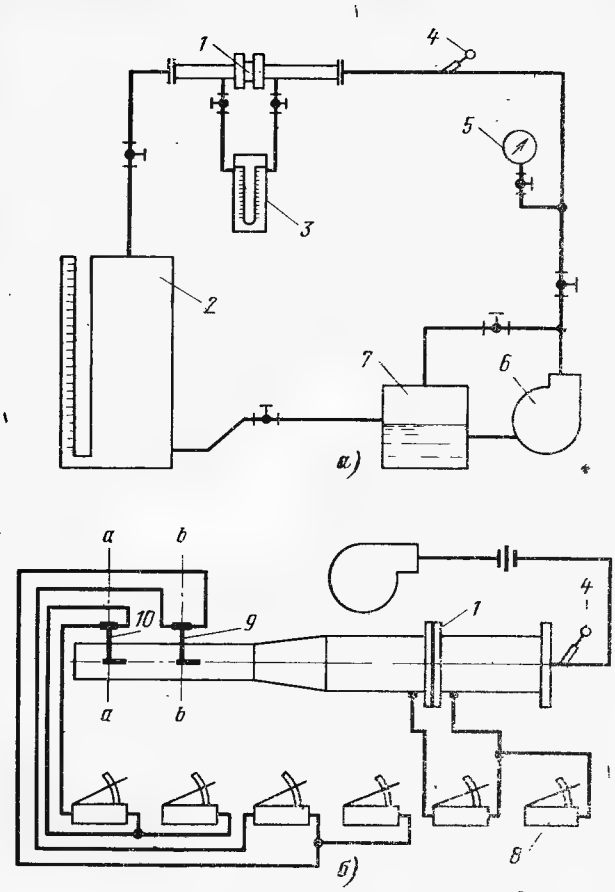


Рис. 8-25. Схема установки для тарировки сужающего устройства.

а — мерным баком; *б* — напорными трубками: *1* — сужающее устройство; *2* — мерный бак; *3* — дифференциальный манометр; *4* — термометр; *5* — манометр; *6* — насос; *7* — расходный бак; *8* — микроманометры; *9* — рабочая напорная трубка; *10* — контрольная напорная трубка.

8-11. НАПОРНЫЕ ТРУБКИ

Напорной трубкой непосредственно измеряется динамическое давление (скоростной напор) потока в месте расположения ее измерительной части (наконечника). Указанное давление согласно уравнению (7-1) является долей полного давления движущейся в трубопроводе среды.

Динамическое давление потока связано со скоростью его движения, м/с, равенством

$$w=\sqrt{\frac{2g}{\rho}\,p_д}. \qquad (8\text{-}48)$$

Для практических условий формула (8-48) принимает вид:

$$w=4{,}43k_{н.т}\sqrt{\frac{p'_д}{\rho}}, \qquad (8\text{-}49)$$

где $k_{н.т}$ — коэффициент напорной трубки; $p'_д$ — видимое динамическое давление потока по показанию вторичного прибора, кгс/м².

Коэффициент $k_{н.т}$, зависящий от устройства напорной трубки и вязкости измеряемого вещества, определяется посредством тарировки трубки в аэродинамической трубе.

Динамическое давление потока измеряется в различных точках поперечного сечения трубопровода, на основании чего подсчитывается средняя скорость движения среды и по ней объемный расход вещества, м³/ч:

$$V=3600w_{ср}(F-f), \qquad (8\text{-}50)$$

где $w_{ср}$ — средняя скорость движения потока, м/с; F — площадь проходного сечения трубопровода, м²; f — площадь сечения трубопровода, занятая напорной трубкой, м².

Сужение проходного сечения трубопровода при установке напорной трубки учитывается в формуле (8-50) только в случае, когда нарушается условие $d/D\leqslant 1/20$, где d — наружный диаметр штанги напорной трубки, мм; D — действительный или эквивалентный внутренний диаметр трубопровода, мм.

При измерении видимого динамического давления в центре потока и при наличии предварительно найденного коэффициента неравномерности распределения скоростей по сечению трубопровода средняя скорость потока, м/с, подсчитывается по формуле

$$w_{ср}=4{,}43k_{н.т}c_{н.р}\sqrt{\frac{p^0_д}{\rho_{ср}}}, \qquad (8\text{-}51)$$

где $c_{н.р}$ — коэффициент неравномерности распределения скоростей потока по сечению трубопровода; $p^0_д$ — видимое динамическое давление в центре потока, кгс/м²; $\rho_{ср}$ — средняя плотность измеряемого вещества, кг/м³.

Методика определения коэффициента $c_{н.р}$ рассмотрена ниже.

В случае измерения видимого динамического давления в различных точках поперечного сечения трубопровода формула (8-51) принимает вид:

$$w_{ср}=4{,}43k_{н.т}\sqrt{\frac{p^{ср}_д}{\rho_{ср}}}, \qquad (8\text{-}52)$$

где $p^{ср}_д$ — среднее значение видимого динамического давления в сечении трубопровода, найденного по результатам отдельных измерений, кгс/м².

Вторичными приборами, работающими в комплекте с напорными трубками, обычно являются жидкостные дифференциальные тягонапоромеры и микроманометры (см. гл. 7).

Наибольшее распространение при испытаниях получили двойные напорные трубки следующих конструкций:

Г-образные с полусферическим наконечником системы Прандтля, двусторонние системы Клеве и типа НИИОгаз; стержневые системы ВТИ, ЦКТИ, ВОДГЕО и Гинцветмет.

Следует указать, что использование Г-образных напорных трубок с коническим наконечником (одинарных систем Пито и двойных системы Браббе) является нежелательным, так как они требуют сравнительно точной их установки по направлению потока. В ряде случаев для измерения динамического давления находят применение шаровые и цилиндрические насадки системы ОРГРЭС.

Напорные трубки системы Прандтля (рис. 8-26) имеют при $Re\geqslant 3500$ постоянный коэффициент $k_{н.т}\approx 1$. Высокое значение $k_{н.т}$ для этих трубок дает согласно формуле (8-49)

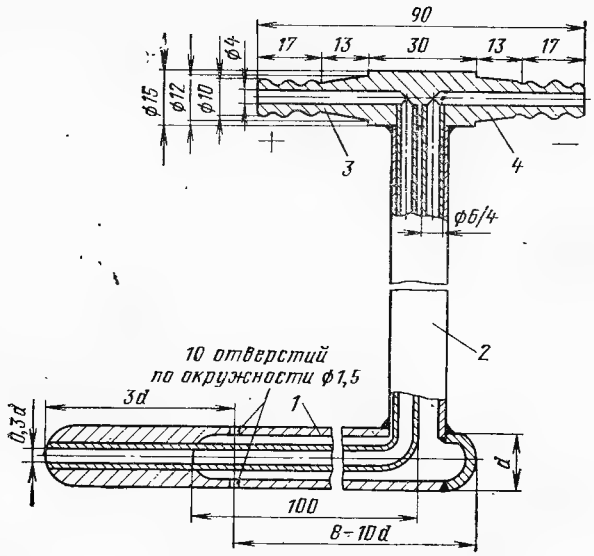


Рис. 8-26. Напорная трубка Прандтля.
1 — наконечник; *2* — штанга; *3* и *4* — штуцера.

небольшое видимое значение динамического давления $p'_д$, равное действительному давлению, что заметно отражается на уменьшении точности измерения малых скоростей потока. Практически указанные трубки пригодны для измерения скорости газа (воздуха) в пределах 3—35 м/с и воды — не менее 2,5 м/с. Чем больше скорость измеряемой среды, тем более чувствительным должен быть вторичный прибор, подключаемый к напорной трубке. Так, например, для сравнительно точного измерения скорости газа (воздуха) в пределах 8—10 м/с следует применять двухтрубный жидкостный тягонапоромер, в пределах 5—6 м/с — жидкостные микроманометры типов ТНЖ, в пределах 2—3 м/с — микроманометры типа ММН. Показания напорных трубок Прандтля почти не зависят от угла поворота наконечника относительно направления потока в пределах 0—17°. При углах поворота 18—20° динамическое давление занижается на 4—8% действительного значения, а при углах 25—30° — на 15—20%.

В отличие от напорной трубки Прандтля стержневые трубки ВОДГЕО, Гинцветмет и ВТИ позволяют получить видимое динамическое давление потока в 2—2,5 раза больше действительного. В связи с этим стержневые трубки целесообразно применять для определения скоростей газа в пределах до 5 м/с.

Напорная трубка системы ВОДГЕО (рис. 8-27) имеет вид стержня, на поверхности которого расположены в одной плоскости одно отверстие для отбора полного давления среды и два отверстия, находящихся с обеих сторон под углом 45—60° к оси первого, — для отбора статического давления. В зависимости от угла расположения отверстий для отбора статического давления коэффициент $k_{н.т}$ этой трубки изменяется в пределах 0,76—0,82. Точное значение его находится по данным тарировки напорной трубки.

Напорная трубка системы Гинцветмет (рис. 8-28) состоит из цилиндрического насадка *1* с двумя каналами по его продольной оси и двумя отверстиями диаметром 3—3,5 мм, размещенными в лобовой и тыльной сторонах. Коэффициент этой трубки изменяется в пре-

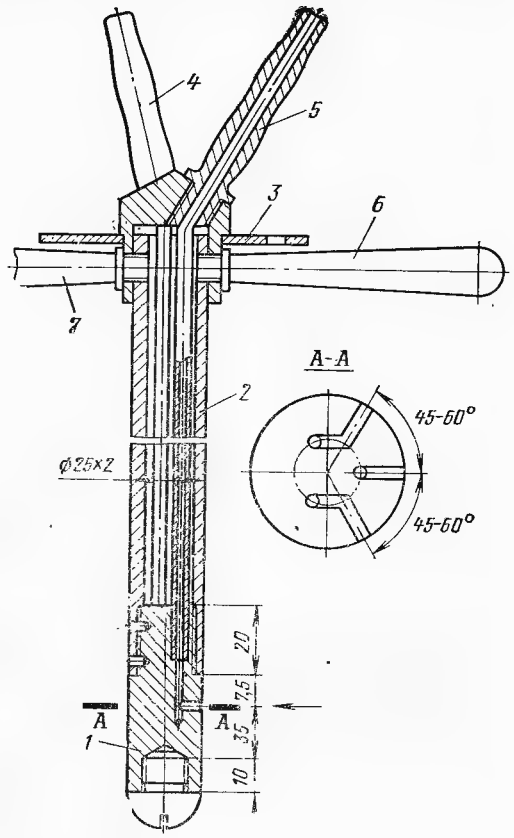


Рис. 8-27. Напорная трубка ВОДГЕО.
1 — наконечник; *2* — штанга; *3* — диск; *4* и *5* — штуцера; *6* и *7* — рукоятки.

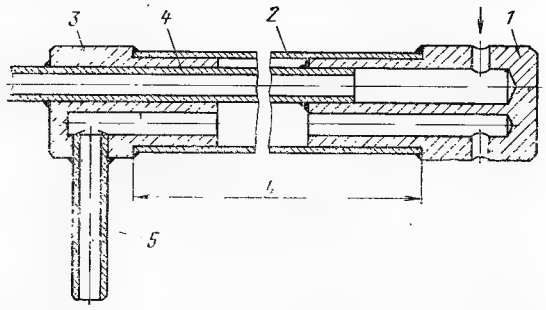


Рис. 8-28. Стержневая напорная трубка типа Гинцветмет.
1 — цилиндрический насадок; *2* — оправка; *3* — наконечник; *4* — внутренняя трубка (латунная) для отбора полного давления газового потока; *5* — трубка для отбора статического давления.

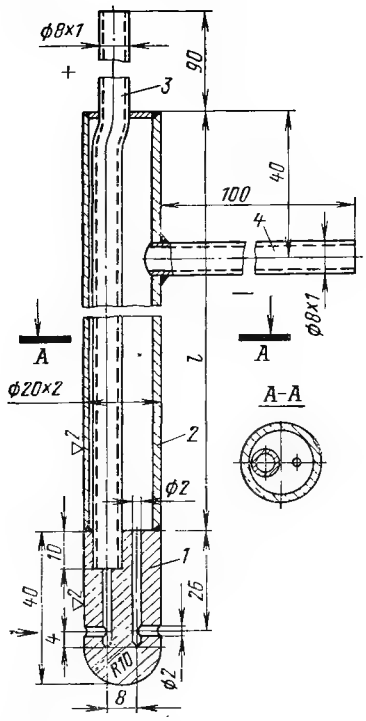


Рис. 8-29. Двойная напорная трубка ВТИ.
1 — наконечник; *2* — штанга; *3* и *4* — штуцера.

делах 0,47—0,5. Трубка мало чувствительна к отклонению от оси потока до 20° и к забиванию пылью.

Напорная трубка системы ВТИ (рис. 8-29) отличается от трубки ВОДГЕО наличием у нее для отбора давления двух отверстий, выполненных по отношению направления потока на лобовой и тыльной стороне. Исследования показывают, что при $Re=200\div12\,000$ трубка имеет постоянный коэффициент $k=0{,}7$ (при погрешности определения $\pm0{,}5\%$). Напорные трубки ВТИ выполняются и с охлаждением проточной водой (рис. 8-30). Первые из них применяются при рабочей температуре газа до 400°С, а вторые — при более высокой температуре. Оба типа трубок позволяют измерять в трубопроводах динамическое давление газа при прямом и обратном движении потока. На их показания практически не влияет отклонение оси отборных отверстий от направления потока на угол до 20°. При большем угле отклонения погрешность измерения может достигнуть 15—20%.

Достоинством двойных напорных трубок является совмещение в них отверстий для отбора полного и статического давлений в одном измерительном элементе (наконечнике трубки). При раздельном измерении давлений, а именно: полного — одинарной трубкой и статического — при помощи отверстия в стенке канала, на результаты измерения оказывает влияние ряд факторов, трудно поддающихся учету.

При измерении расхода влажного и запыленного газа лучшие результаты дают стержневые трубки ВТИ (без охлаждения) и Г-образные трубки Прандтля.

В случае значительной запыленности потока (например, при движении аэросмеси) рекомендуется применять одинарные напорные трубки ВТИ (рис. 8-31), которые менее подвержены засорению. Однако указанные трубки необходимо продувать перед каждым очередным измерением (отсчетом) при помощи резиновой груши или ручного насоса, подключаемых к соединительной линии посредством тройника. В момент продувки резиновая трубка, идущая от тройника к вторичному прибору (микроманометру и т. п.), должна быть плотно зажата винтовым зажимом. Показания вторичного прибора должны отсчитываться сразу же после продувки напорной трубки. Перед измерением скорости запыленного потока газа одинарной напорной трубкой ВТИ рекомендуется после установки трубки подвергнуть ее тарировке в потоке чистого газа при помощи точной Г-образной или стержневой напорной трубки.

Для измерения скорости и расхода воды в трубах поверхностей нагрева паровых котлоагрегатов применяются стержневые напорные

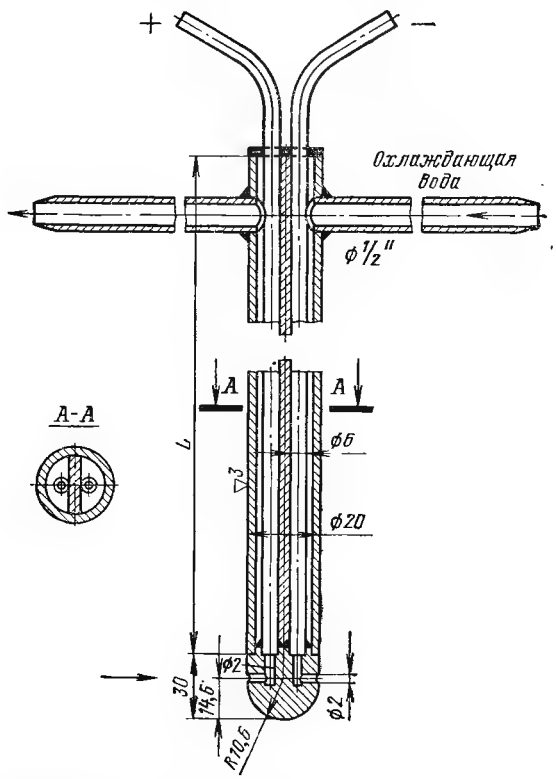


Рис. 8-30. Двойная напорная трубка ВТИ с водяным охлаждением.

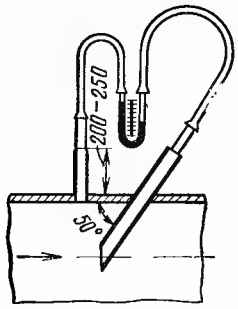


Рис. 8-31. Одинарная напорная трубка ВТИ.

трубки ВТИ, ЦКТИ и двусторонние системы Клеве. Напорная трубка ЦКТИ (рис. 8-32,*а*) служит для исследования циркуляции котлоагрегатов среднего, высокого и сверхвысокого давления. Длина ее наконечника должна составлять 1/3 внутреннего диаметра трубы, в которую вводится напорная трубка. Трубки ЦКТИ наиболее пригодны для измерения скорости воды в котельных трубах (экранных и опускных). Они дают видимое динамическое давление потока, в 1,2—1,5 раза больше действительного. Достоинством этих трубок также является легкость их установки в трубах котлоагрегата и простота градуировки.

Напорная трубка Клеве (рис. 8-32,*б*) диаметром 3×0,5 мм применяется при испытаниях котлоагрегатов низкого и среднего давления. Недостатком трубки является трудность ее установки в экранных трубах — требуется применение специальных оправ и распределительных шайб с фланцевым соединением для вывода ее наружу.

Напорные трубки ЦКТИ и Клеве благодаря симметричному их устройству позволяют измерять скорость потока в обоих направлениях без изменения их положения. По данным измерений с помощью этих трубок скорость среды определяется по формуле (8-51), в которой коэффициент расхода $\mu_0 = k_{н.т} c_{н.р}$ принимается по табл. 8-16 и 8-17.

Таблица 8-16

Показатели остроконечных стержневых трубок ЦКТИ

Диаметр котельной (экранной) трубы, мм	Коэффициент расхода μ_0 при Re ⩾ 50 000		
	$A = 1/3R$	$A = 2/3R$	$A = R$
55	1,000	0,880	0,810
71	0,930	0,835	0,800
94	0,900	0,800	0,785

В связи с тем что остроконечные трубки ЦКТИ и Клеве определяют динамическое давление потока только в одной точке, а не по всему сечению котельной трубы, возникает необходимость в опытном определении расходного коэффициента μ_0. Коэффициент расхода μ_0 трубки ЦКТИ при числах Рейнольдса выше 25 000 зависит от длины ее активной части A и от диаметра котельной трубы, что и указано в табл. 8-16. Коэффициент расхода μ_0 трубки Клеве для условий, отличных от указанных в табл. 8-17 (данные ЦКТИ), определяется опытным путем в каждом отдельном случае. В случае забивания напорных

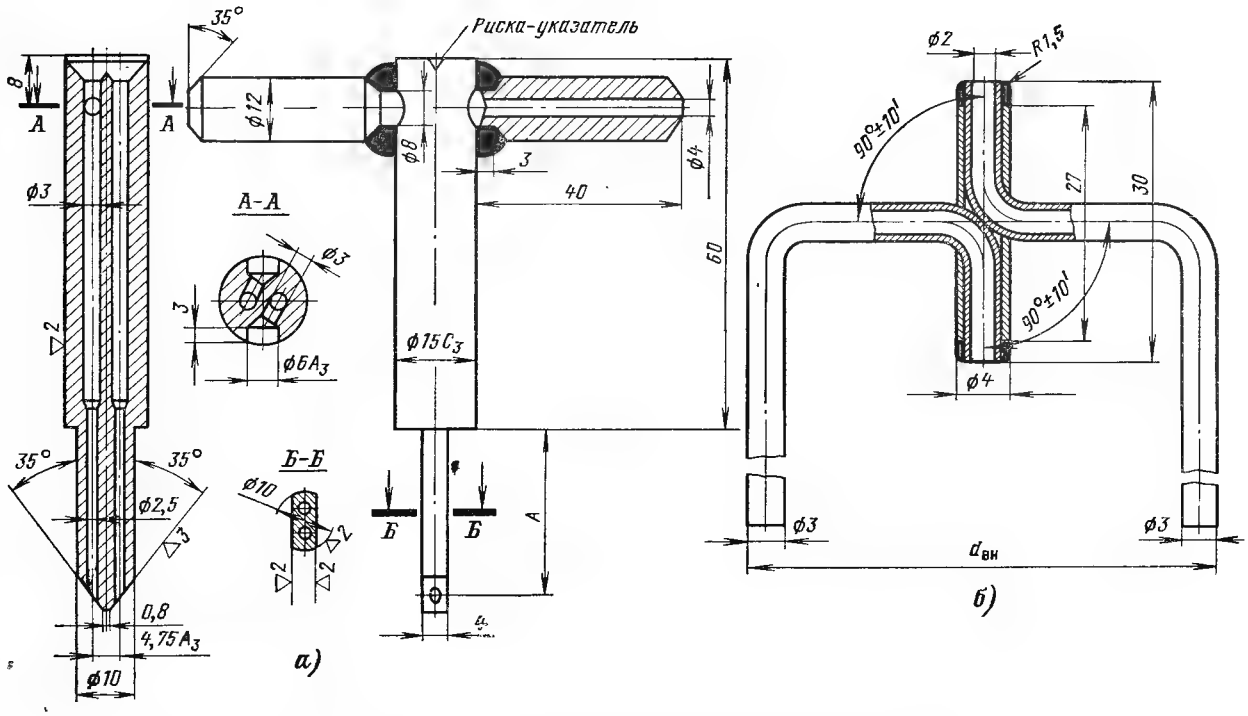


Рис. 8-32. Напорные трубки для исследования циркуляционного контура котлоагрегата.
а — стержневая трубка ЦКТИ; *б* — трубка типа Клеве.

Таблица 8-17

Показатели двусторонних трубок Клеве

Диаметр котельной трубы, мм	Коэффициент расхода μ_0 при $Re = (100—350)\cdot 10^3$	
	Конфигурация отдельной котельной трубы	
	Прямая	Изогнутая при $R = 200$ мм
21	0,76	0,78
32	0,80	0,77
50	0,79	0,83

трубок шламом, окалиной и т. п. их прочистка при работе котлоагрегата производится с помощью гидравлического пресса.

При измерении скорости газовых (воздушных) потоков с температурой 350—420°С для напорных трубок применяются латунные трубки, а с более высокой температурой — трубки из нержавеющей стали марок 15ХМ и 12ХМФ. Детали трубки соединяются между собой спайкой медью или серебром. При кратковременных измерениях скоростей газа с температурой 50—400°С напорные трубки могут изготовляться из углеродистой стали марок Ст3 или 20. Трубки ЦКТИ выполняются из стали марок 20, 15ХМ и 12ХМФ, а трубки Клеве — из отожженной красной меди. При изготовлении напорных трубок необходимо обеспечить точное соблюдение их размеров с тем, чтобы при подсчетах можно было пользоваться соответствующими значениями коэффициента $k_{н.т.}$

Шаровые и цилиндрические насадки системы ОРГРЭС применяются в случае наличия изогнутых участков трубопровода, в которых измерение расхода газа (воздуха) при помощи напорных трубок не обеспечивает требуемой точности. Кроме того, шаровой насадок дополнительно позволяет определить направление в пространстве вектора скорости потока. Схема шарового насадка ОРГРЭС показана на рис. 8-33. Основной его частью является шар с пятью отборными отверстиями, расположенными в двух взаимно перпендикулярных плоскостях. Оси боковых отверстий *I*, *III*, *IV* и *V* выполнены под углом 45° по отношению к центральному отверстию *II*. Шар закреплен на конце штанги, внутри которой находятся пять соединительных трубок.

Шаровая насадка закрепляется в трубопроводе посредством сальника с лимбом, градуированным на 360° и установленным в положение, при котором ось трубопровода проходит параллельно линии, соединяющей ось штанги с нулевой отметкой лимба. Поворачивая штангу около вертикальной оси, добиваются равенства давлений в отверстиях *IV* и *V*. В этом случае вектор скорости находится в плоскости, проходящей через отверстия *I*, *II* и *III*, а угол α скоса потока по отношению к продольной оси трубопровода отсчитывается по шкале лимба.

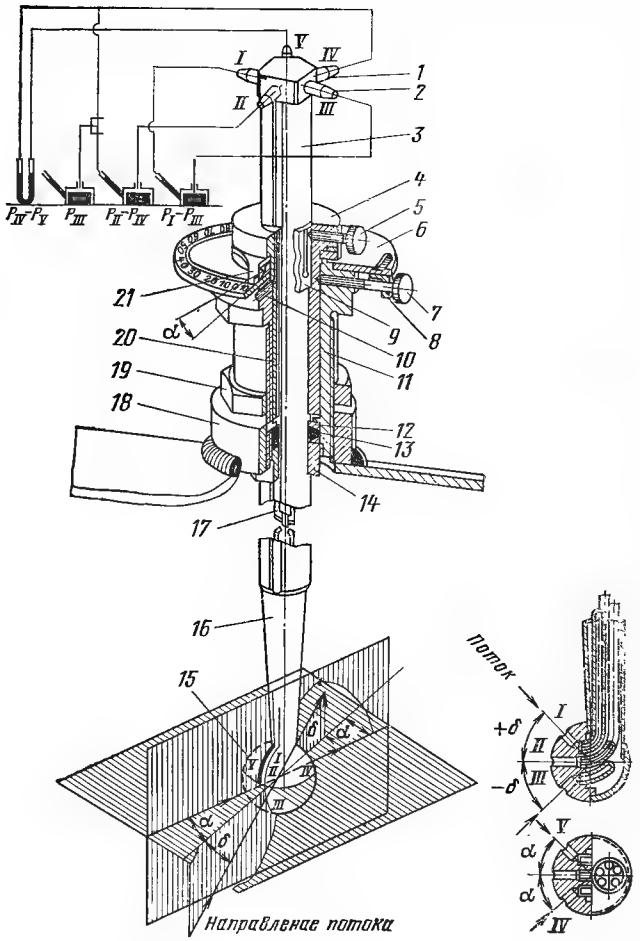


Рис. 8-33. Шаровой насадок ОРГРЭС.

1 — головка; *2* — штуцер; *3* — штанга; *4* — направляющая втулка; *5* и *7* — зажимные винты; *6* — лимб; *8* — державка винта; *9* — разрезная трубка; *10* — стопорный винт; *11* — корпус; *12* — кольцо сальника; *13* — сальниковая набивка; *14* — гайка сальника; *15* — шар с отверстиями; *16* — переход; *17* — трубка; *18* — муфта; *19* — контргайка; *20* — шпонка; *21* — указатель лимба.

По разности давлений $p_I—p_{II}$ и $p_{II}—p_{IV}$, измеренных в отверстиях *I—III* и *II—IV* шара, определяют по тарировочным графикам насадка статическое и динамическое давления потока, а также угол δ между направлением вектора скорости и плоскостью, перпендикулярной оси штанги.

Цилиндрические насадки системы ОРГРЭС, имеющие более простое устройство, чем ша-

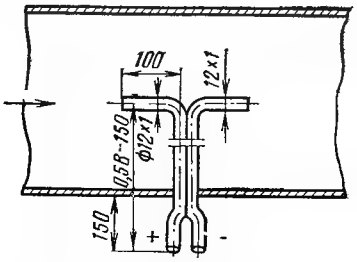


Рис. 8-34. Упрощенная напорная трубка ОРГРЭС.

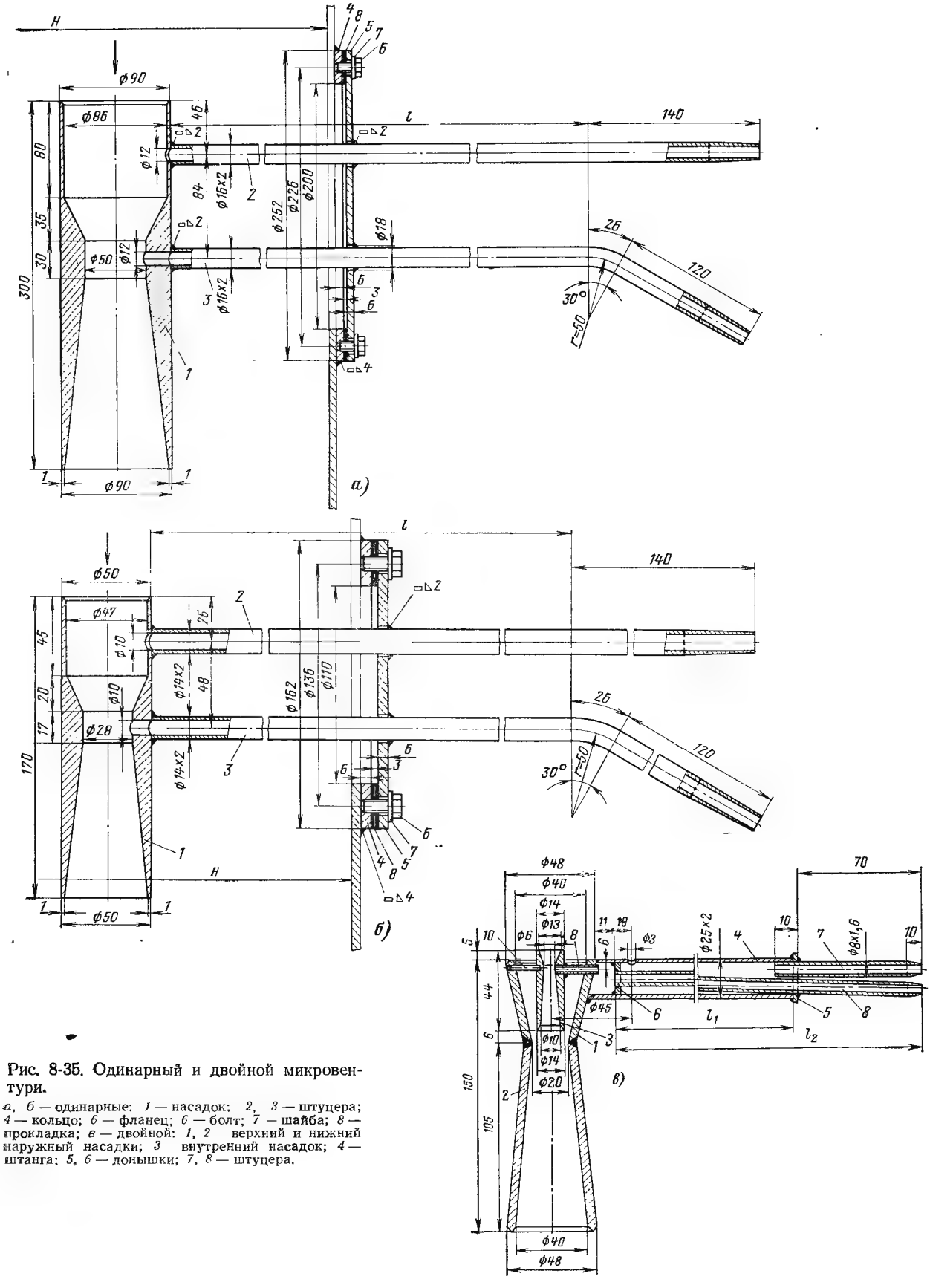


Рис. 8-35. Одинарный и двойной микровентури.

а, б — одинарные: *1* — насадок; *2*, *3* — штуцера; *4* — кольцо; *5* — фланец; *6* — болт; *7* — шайба; *8* — прокладка; *в* — двойной: *1*, *2* верхний и нижний наружный насадки; *3* внутренний насадок; *4* — штанга; *5*, *6* — донышки; *7*, *8* — штуцера.

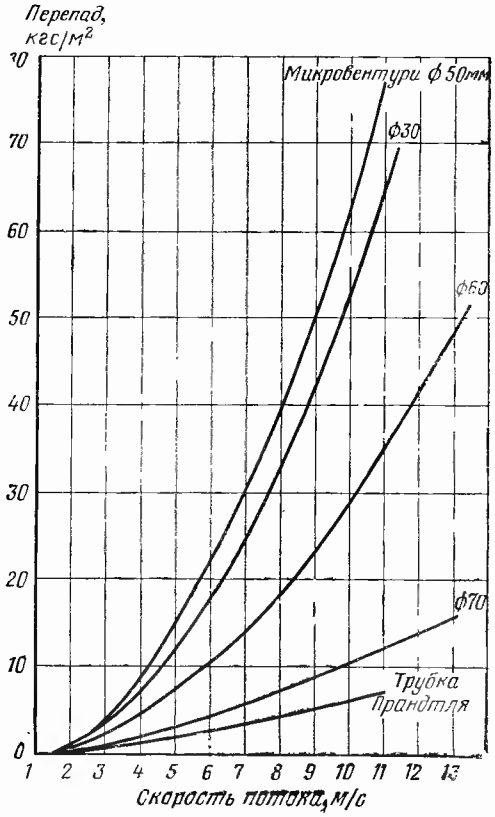


Рис. 8-36. Зависимость между скоростью потока и показаниями микровентури различных диаметров.

ровые, позволяют измерять скорость потока лишь в одной плоскости, что значительно упрощает их использование.

Трудность определения расхода вещества напорными трубками ввиду быстрого их загрязнения, возможности смещения от заданного положения и пр. не позволяет использовать эти приборы для длительных измерений. Обычно напорные трубки применяются для определения в трубопроводах поля скоростей, т. е. для тарировки сечений трубопроводов по скорости потока. Затем в указанных сечениях устанавливаются так называемые упрощенные напорные трубки или мультипликаторы, дающие большие значения видимого динамического давления потока. Упрощенные напорные трубки (рис. 8-34) позволяют получить видимое динамическое давление примерно на 40% больше, чем дают обычные трубки. Их основным недостатком является необходимость тарировки после установки. Микровентури (мультипликаторы) по устройству и значению видимого динамического давления потока разделяются на одинарные и двойные (рис. 8-35). При скоростях потока в пределах 3—18 м/с одинарные микровентури диаметром 30—60 мм дают видимое динамическое давление в 5—9 раз больше, чем напорные трубки Прандтля (рис. 8-36), а двойные — в 8—15 раз больше. Достоинством микровентури является небольшая чувствительность их к углу скоса потока в пределах до ±30° и возможность измерения расходов различных сред без потери энергии. К основным недостаткам этих устройств относятся: образование в них значительной пульсации среды и повышенное влияние на точность измерений местных сопротивлений трубопроводов (арматуры, изгибов и т. п.). Применение мультипликаторов может быть рекомендовано только для трубопроводов (каналов), имеющих большие поперечные сечения (>200 мм). Перечисленные выше типы напорных трубок не выпускаются промышленностью и изготавливаются по чертежам названных организаций.

8-12. УСТАНОВКА НАПОРНЫХ ТРУБОК

Габаритные размеры напорной трубки должны соответствовать размерам трубопровода, в котором производится ее установка. Напорные трубки должны устанавливаться на прямых участках трубопроводов (каналов) или после струевыпрямителей. Длина прямого участка трубопровода до места установки напорной трубки должна быть не менее (3—6)D и за местом измерения не менее (2—4)D для круглых каналов или эквивалентных диаметров для некруглых сечений. Для установки напорной трубки в трубопроводе (рис. 8-37) в стенке его сверлится отверстие, над которым приваривается бобышка с внутренней резьбой. В бобышку ввертывается держатель трубки с сальниковым уплотнением, несущий закрепленную на нем рейку со шкалой для определения глубины погружения наконечника прибора. Держатель с сальником должен быть плотно пригнан к трубке с тем, чтобы обеспечить правильное ее положение и не допустить произвольного смещения трубки при измерении. Для контроля положения наконечника напорной трубки относительно продольной оси трубопровода на верхнем (внешнем) конце трубки закрепляется параллельно наконечнику специальная пластинка. Визируя эту пластинку на какую-нибудь точку трубопровода, расположенную на его образующей, проходящей через ось напорной трубки, и устанавливая последнюю по угольнику, обеспечивают правильное ее положение.

Вторичный измерительный прибор (тягонапоромер или микроманометр) присоединяется к напорной трубке при помощи трубок, закрепляемых на ее концах. Длина этих трубок должна обеспечивать свободное передвижение напорной трубки вдоль ее оси, без изменения положения вторичного прибора.

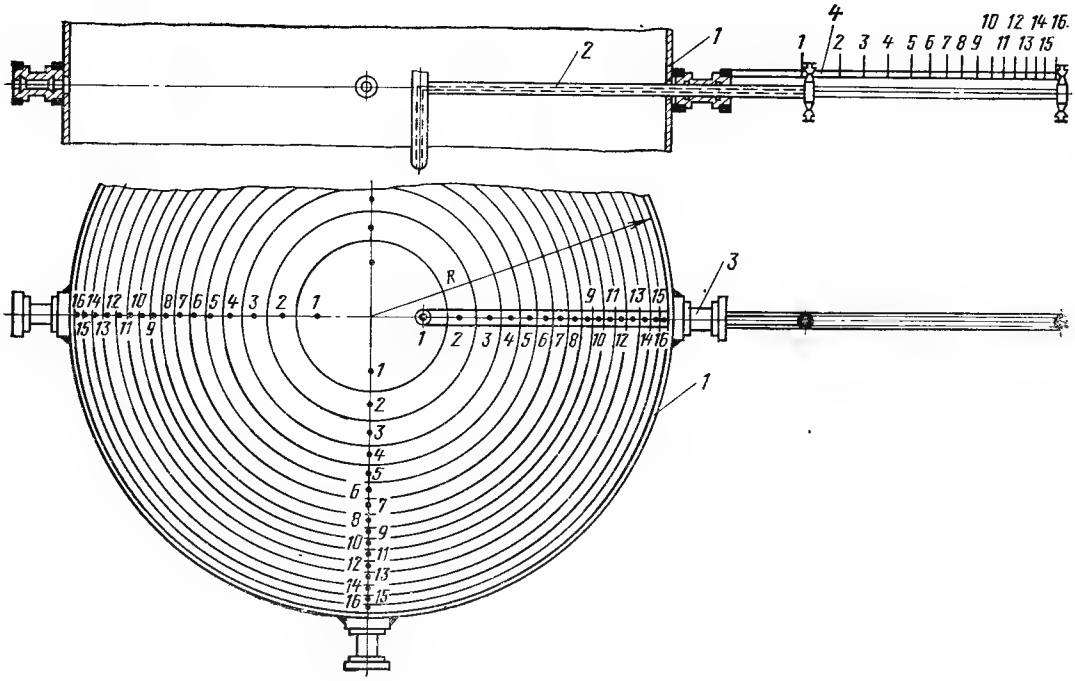


Рис. 8-37. Установка напорной трубки.

1 — трубопровод; *2* — напорная трубка; *3* — держатель с сальником; *4* — рейка со шкалой.

Для соединительных линий применяются толстостенные резиновые трубки (шланги) внутренним диаметром 4—6 мм, которые исключают образование резких перегибов и сужений проходного сечения трубок. Для обеспечения герметичности соединений резиновые шланги должны плотно прилегать к соединительным штуцерам напорных трубок и вторичных приборов. Иногда для этой цели концы резиновых трубок стягивают проволочными хомутами. При наличии в трубопроводе избыточного давления штуцера установленной в нем напорной трубки должны быть до присоединения к ним вторичного прибора плотно закрыты пробками с целью предохранения ее от засорения.

Схема установки в трубопроводе Г-образной напорной трубки, показана на рис. 8-38 и напорной трубки ЦКТИ или Клеве в экранной трубе парового котлоагрегата на рис. 8-39.

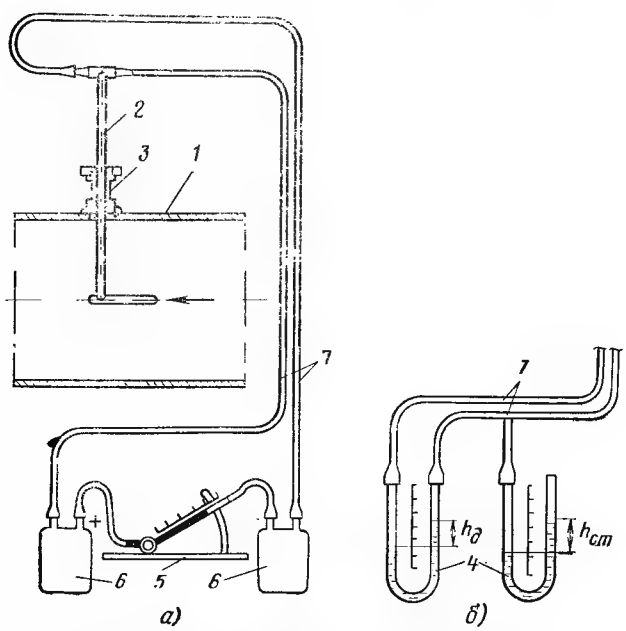


Рис. 8-38. Схемы соединений напорной трубки.

а — с микроманометром; *б* - с жидкостными тягонапорами: *1* — трубопровод; *2* — напорная трубка; *3* — держатель; *4* — тягонапоромер; *5* — микроманометр; *6* — демпфер; *7* — соединительные шланги.

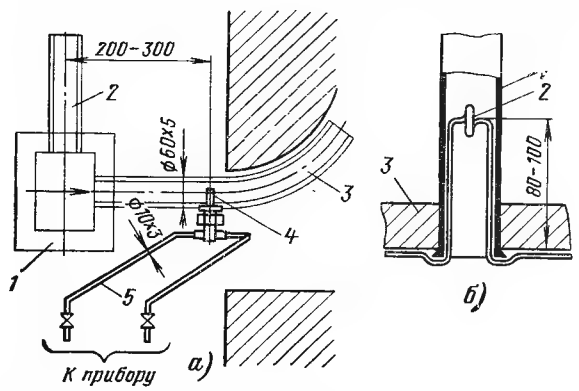


Рис. 8-39. Схемы установки напорной трубки.

а — ЦКТИ: *1* — коллектор экрана; *2* — водоподводящая труба; *3* — экранная (подъемная) труба; *4* — напорная трубка; *5* — соединительные трубки; *б* — Клеве: *1* — экранная труба; *2* — напорная трубка; *3* — коллектор экрана.

Напорная трубка Клеве устанавливается в трубах циркуляционного контура котла параллельно потоку. В подъемной части контура (в испарительных трубах) она располагается со стороны водяного коллектора на расстоянии 80—100 мм от входного сечения для омывания однофазной средой, а в опускной части контура (со стороны барабана котла) — на прямом участке трубы, вне зоны влияния местных сопротивлений.

8-13. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛЯ СКОРОСТЕЙ В ТРУБОПРОВОДЕ

Для нахождения средней скорости движения потока, а затем по формуле (8-50) расхода вещества в выбранном сечении трубопровода (канала) производится определение (снятие) поля скоростей (тарировка трубопровода). С этой целью сечение трубопровода (канала) условно разбивается на несколько участков, в каждом из которых измеряется динамическое давление среды. При этом принимается, что динамическое давление во всех точках каждого участка имеет одинаковое и постоянное значение.

В круглых трубопроводах поперечное сечение при снятии поля скоростей разбивается на ряд равновеликих концентрических площадей (рис. 8-50), причем при диаметре трубопровода до 1 м измерение динамического давления производится по двум взаимно перпендикулярным диаметрам *I—I* и *II—II* (в четырех средних точках каждой равновеликой площади), а при диаметре свыше 1 м — по трем диаметрам, расположенным под углом 120° (в шести средних точках каждой площади). Ориентировочные количества равновеликих площадей, на которые необходимо разбивать круглое сечение трубопровода, следующие:

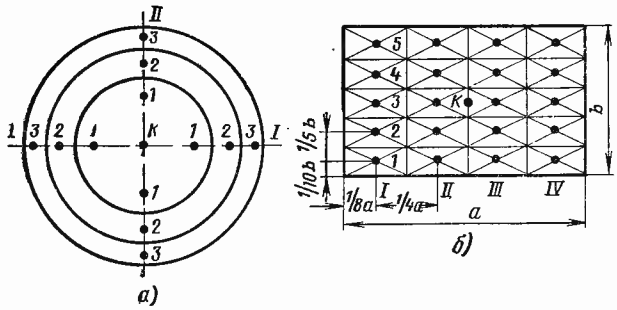


Рис. 8-40. Разбивка сечения трубопровода на равновеликие площади.
а — круглое сечение; *б* — прямоугольное сечение.

Условный диаметр трубопровода, мм . . .	350	400	500	600	700	800	900	1000	1200	1500
Количество равновеликих площадей . . .	6	7	9	10—11	12	14	15	16	18	20

Значения радиусов средних окружностей, определяющих собой положение точек измерения динамического давления в каждой равновеликой площади трубопровода (при $n>1$):

$$r_n = R_0 \sqrt{\frac{2n-1}{2N}}, \qquad (8\text{-}53)$$

где r_n — радиус средней окружности равновеликой площади, считая от центра трубы, мм; R_0 — внутренний радиус трубопровода, мм; n — порядковый номер равновеликой площади, считая от центра трубы; N — количество равновеликих площадей.

Для упрощения расчетов в табл. 8-18 даны значения r_n для различного числа равновеликих площадей, выраженные в долях R.

При снятии поля скоростей одновременно измеряется контрольной трубкой динамическое давление в центре трубопровода.

Таблица 8-18

Размеры радиусов, определяющих точки установки напорных трубок для тарировки круглых сечений

r_n	Число равновеликих колец N															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
r_1	0,707	0,500	0,409	0,354	0,315	0,290	0,267	0,250	0,236	0,224	0,213	0,204	0,196	0,189	0,183	0,177
r_2		0,866	0,707	0,612	0,543	0,500	0,466	0,433	0,406	0,388	0,370	0,354	0,339	0,328	0,316	0,306
r_3			0,914	0,790	0,707	0,646	0,597	0,559	0,528	0,500	0,477	0,456	0,438	0,423	0,408	0,396
r_4				0,936	0,836	0,764	0,707	0,661	0,624	0,592	0,564	0,540	0,519	0,500	0,482	0,468
r_5					0,949	0,866	0,805	0,751	0,707	0,671	0,639	0,612	0,589	0,567	0,548	0,531
r_6						0,957	0,885	0,829	0,782	0,741	0,707	0,678	0,650	0,627	0,614	0,586
r_7							0,964	0,902	0,851	0,805	0,770	0,737	0,707	0,681	0,658	0,637
r_8								0,968	0,914	0,866	0,826	0,790	0,759	0,732	0,707	0,685
r_9									0,972	0,922	0,880	0,841	0,809	0,778	0,752	0,730
r_{10}										0,975	0,930	0,891	0,855	0,823	0,796	0,771
r_{11}											0,977	0,935	0,898	0,866	0,837	0,810
r_{12}												0,978	0,941	0,908	0,876	0,847
r_{13}													0,982	0,945	0,913	0,884
r_{14}														0,982	0,949	0,919
r_{15}															0,983	0,951
r_{16}																0,983

Таблица 8-19

Форма журнала показателей тарировки трубопровода

Точки по глубине сечения короба	Точки по ширине сечения короба		Контрольная точка в коробе $h_{д.к}$, кгс/м²
	$h_дI$, кгс/м²	$h_дII$, кгс/м² и т. д.	
1			
1′			
2			
2′			

Примечания: 1. К журналу должна быть приложена схема поперечного сечения тарируемого трубопровода с указанием его размеров и расположения точек измерения (по глубине и ширине сечения).

2. Точки 1, 2 и т. д. — прямой ход; точки 1′, 2′ и т. д. — обратный ход.

Для тарировки используются приспособления, указанные на рис. 8-37, и микроманометры с переменным углом наклона измерительной трубки. Должен быть также заготовлен журнал наблюдений (табл. 8-19) с эскизом проходного сечения исследуемого участка трубопровода. При значениях видимого динамического давления более 50 кгс/м² для измерений могут применяться микроманометры с постоянным углом наклона трубки, устанавливаемые на специальном щитке. Соединительные резиновые трубки должны иметь маркировку (прикрепленные к концам бирки) с указанием порядкового номера точки измерения и полярности трубки (плюсовая или минусовая линия).

Снимая поле скоростей, напорную трубку устанавливают в заданное положение при помощи закрепленной около нее рейки с отметками расстояний между точками измерения. Сначала на рейке (шкале) откладывается внутренний диаметр трубопровода и отмечается центр трубы, а затем по обе стороны от последнего наносятся предварительно подсчитанные по формуле (8-53) значения r_n. Динамическое давление измеряется каждый раз в двух точках, расположенных симметрично относительно центра трубы. В каждой точке выполняются два отсчета показаний микроманометра. В процессе снятия поля скоростей обязательным является поддержание постоянной скорости потока, что устанавливается контрольной напорной трубкой, установленной в центре сечения трубопровода.

Для подсчета скорости потока по формуле (8-51) необходимо одновременно с измерением динамического давления измерить параметры среды, позволяющие определить ее плотность. У дымового газа измеряются его температура, давление (разрежение) и содержание компонентов RO_2 и O_2, а у воздуха — его давление и температура. Измерение температуры и отбор пробы газа для анализа производятся в сечении трубопровода, расположенном на расстоянии не менее 5 D от места измерения скорости по направлению потока. Показателем правильности определения поля скоростей потока служит совпадение векторов скоростей по всем радиальным направлениям сечения трубопровода, что контролируется построением графика, по оси ординат которого откладываются величины $\sqrt{p'_д}$ (где $p'_д$ — видимое динамическое давление потока, кгс/м²), по оси абсцисс — расстояния r_n от центра трубы до точки измерения давления.

Причинами расхождения опытных данных могут являться неправильное положение напорной трубки в трубопроводе или перекос в распределении скоростей, вызываемый формой сечения трубопровода и местными возмущениями потока. В первом случае необходимо изменением положения трубки добиться получения представительных результатов, а в последнем — по возможности увеличить количество точек измерения.

Если наконечник напорной трубки не может быть близко подведен к внутренней стенке трубопровода, то динамическое давление, кгс/м², в заданной точке, определяемой расстоянием x от стенки трубопровода

$$p^x_д = p^a_д \sqrt[7]{\left(\frac{x}{a}\right)^2}, \qquad (8\text{-}54)$$

где $p^a_д$ — динамическое давление на расстоянии a от стенки трубопровода, измеренное напорной трубкой, кгс/м².

Для облегчения подсчета значения $p^x_д$ служит следующая зависимость:

$\frac{x}{a}$	0	0,25	0,50	0,75
$\frac{p^x_д}{p_д}$	0	0,673	0,820	0,921

После снятия в трубопроводе поля скоростей подсчитывается среднее значение $\sqrt{p'_{ср}}$.

Таким же образом подсчитывается и значение $\sqrt{p'_{ср.к}}$, где $p'_{ср.к}$ — среднее видимое динамическое давление в контрольной точке, кгс/м². Если контрольная точка является одновременно и рабочей, то при подсчете величины $p'_{ср.к}$ должно учитываться и измерение в контрольной точке.

Коэффициент неравномерности распределения скорости потока в трубопроводе определяется по формуле

$$C_{н.р} = \sqrt{p'_{ср}/p'_{ср.к}}. \qquad (8\text{-}55)$$

Допустимое значение коэффициента $C_{н.р}$ должно находиться в пределах 0,9—1,1. В противном случае необходимо перенести место снятия поля скоростей в другое сечение трубопровода.

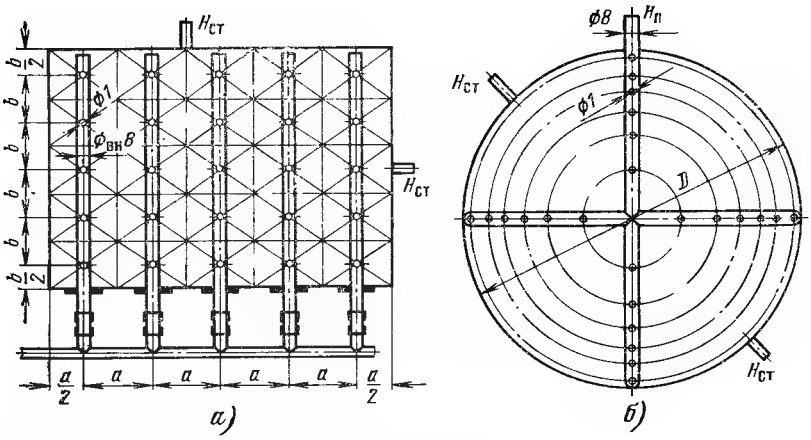


Рис. 8-41. Напорные цилиндрические зонды.
а — для прямоугольного; *б* — для круглого тарируемого сечения.

При измерении скорости потока газа (воздуха) в прямоугольных трубопроводах и каналах (рис. 8-44,*б*) сечение их разбивается на ряд равновеликих прямоугольников (участков) с размерами сторон 150—200 мм. Для каналов с большим поперечным сечением (около 2—2,5 м²) количество участков должно составлять не менее 40—50, причем канал по ширине разбивается на 5—6 частей, а по высоте — на 8—10.

Измерение динамического давления производят в центре каждого прямоугольника (в точке пересечения диагоналей) 2—3 раза.

Для контроля расходов воздуха (котельные установки паропроизводительностью 420 т/ч и выше) и больших воздуховодах при тарировках наиболее удобно применение напорных цилиндрических зондов, постоянно дающих среднее значение полного давления $p_п$, установившееся в собирающей трубке (рис. 8-41).

Динамическое давление при измерении цилиндрическим зондом подсчитывается согласно формуле (7-1), а скорость потока, м/с, — по формуле

$$w = k_{н.с}\sqrt{2(p_п - p_{ст})/\rho}, \qquad (8\text{-}56)$$

где $p_{ст}$ — статическое давление; $k_{н.с}$ — коэффициент, зависящий от неравномерности поля; для указанных конструкций $k_{н.с} \approx 0{,}97$.

Погрешность измерений расхода цилиндрическими напорными зондами в нормальных условиях эксплуатации (при незапыленных и слабо пульсирующих воздушных потоках) находится в пределах ±2,5—3%.

Цилиндрические напорные зонды могут применяться без заметного искажения потока в трубопроводах (каналах) диаметром свыше 350—400 мм (площадь поперечного сечения зонда не должна быть больше 5—7% площади трубопровода). Диаметр отверстий зонда должен составлять 0,2—0,3 диаметра трубки (рис. 8-41), но не менее 0,5 и не более 1,5 мм. Перед началом каждого опыта рекомендуется напорные цилиндрические зонды продувать сжатым воздухом для очистки забитых пылью отверстий.

8-14. ПОГРЕШНОСТИ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ РАСХОДА НАПОРНЫМИ ТРУБКАМИ

Средняя квадратичная (относительная) погрешность измерения объемного расхода, %,

$$\sigma_v \pm \sqrt{4\sigma^2_F + \sigma^2_w + \sigma^2_R + \sigma^2_c}, \qquad (8\text{-}57)$$

где σ_F — средняя квадратичная погрешность определения габаритных размеров канала, равная в случае непосредственного их измерения ±(0,5—1%); σ_w — средняя квадратичная погрешность измерения скорости потока, зависящая от типа напорной трубки, вторичного прибора и правильности определения средней температуры вещества, примерно равная ±1,5%; σ_R — средняя квадратичная погрешность, возникающая из-за неправильной установки напорной трубки (принимается по данным Кармана), %; σ_c — средняя квадратичная погрешность, зависящая от неточности определения поля скоростей в трубопроводе, составляющая ±(1,5—2,0)%. Погрешность определения поля скоростей в области небольших чисел Re (в пределах 20 000—15 000) возрастает до ±4%.

На основании указанных значений частных погрешностей средняя квадратичная погрешность измерения расхода вещества напорными трубками составляет около ±2—2,5%.

8-15. АНЕМОМЕТРЫ

При измерении небольших скоростей воздушных (газовых) потоков (примерно 0,3—6 м/с) в свободной атмосфере или в закрытых каналах, когда использование напорных трубок может привести к неточным результатам, применяются анемометры. Чаще всего они используются для измерения скорости воздуха при истечении его из амбразур горелок, во всасывающем коробе дутьевого вентилятора

Таблица 8-20

Характеристики анемометров

Тип прибора	Диаметр сбечайки, мм	Пределы измерений, м/с	Основная погрешность, м/с
Крыльчатый завода „Метприбор“	60	2—15	±(0,1÷0,3)
Крыльчатый технический (ручной)	83	0,4—15	±0,1 (для скоростей до 5 м/с; ±(0,3÷0,35) для скоростей выше 5 м/с
Чашечный технический завода „Метприбор“	56	1—50	±(0,2÷0,5)

и т. п. Кроме того, при помощи анемометров находится средняя скорость воздуха в широких каналах и выявляется характер его движения около наружных ограждений котлоагрегата (например, при определении потери тепла в окружающую среду).

Применяются два типа анемометров — крыльчатый и чашечный (табл. 8-20). Каждый из них имеет чувствительный элемент, вращающийся под действием динамического давления потока, и стрелочный счетный механизм. Крыльчатые анемометры нормальной конструкции позволяют измерять скорость движения воздуха в пределах 0,5—15 м/с, а со специальными легкими крыльями (например, компенсационный анемометр с наддувом) — в пределах 0,15—5 м/с. При скоростях потока выше 15 м/с применяются чашечные анемометры, область использования которых составляет 2—30 м/с. Чувствительность чашечных анемометров несколько меньше, чем крыльчатых.

Измерение анемометром скорости воздуха более 30 м/с не рекомендуется вследствие опасности изгиба чувствительного элемента прибора, в таких случаях следует применять напорную трубку.

Анемометрами нельзя пользоваться при загрязненных потоках воздуха, а также при температурах измеряемой среды более 50—70°С. Наиболее точные показания анемометр дает при измерении скорости движения чистого воздуха при температуре 20°С.

Анемометры, применяемые при испытаниях, должны иметь аттестат. Поверка и градуировка анемометров проводятся в аэродинамической трубе или на ротационной машине. Более простой и точной является поверка анемометра по образцовому прибору в аэродинамической трубе. Оба способа поверки анемометров дают между собой расхождение в пределах до ±20%. Результаты поверки анемометра приводятся обычно в виде графика (зависимости скорости потока от разности показаний счетчика прибора за 1 с) или эмпирической формулы. Чаще всего проверяют анемометр путем прикрепления его к плечу вращающегося рычага и трижды сравнивают действительную скорость прибора, которая равняется его окружной скорости, с показаниями счетчика. На основании этого устанавливают поправочные коэффициенты.

Для определения анемометром средней скорости потока проходное сечение воздухопровода, так же как и при измерении напорными трубками, условно разбивается на ряд равновеликих площадей. В процессе измерения анемометр перемещается по сечению в намеченные точки измерения с постоянной скоростью, равной 5—6 см/с. Продолжительность измерения скорости потока в каждой точке должна составлять 2—3 мин. С целью упрощения вычислений целесообразно это время сократить до 100 с, однако при этом измерение скорости в каждой точке следует проводить не менее 2 раз. Поле скоростей в воздухопроводе прямоугольного сечения снимают с помощью анемометра следующим образом:

1) разбивают по чертежу сечение воздухопровода на ряд прямоугольников (квадратов) с размерами сторон 0,5—1 м и в каждом из них определяют точки измерения скорости потока в местах пересечения диагоналей прямоугольников;

2) устанавливают комплект из двух анемометров, расположенных под прямым углом друг к другу, на приспособлении, перемещаемом вдоль измерительной штанги посредством перекинутого через блок троса (рис. 8-42);

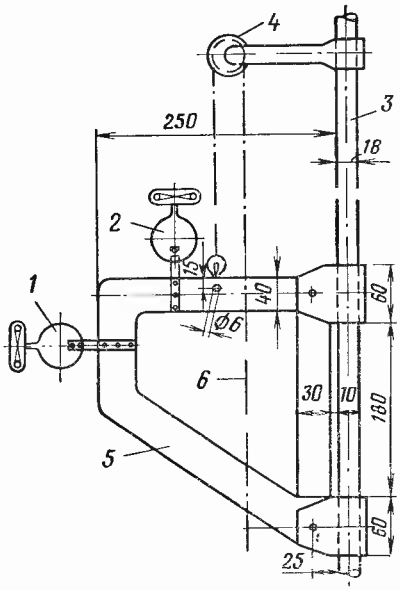


Рис. 8-42. Установка крыльчатых анемометров.
1 и *2* — анемометры; *3* — штанга; *4* — блок; *5* — каретка; *6* — трос.

3) отмечают в журнале наблюдений показания счетных механизмов обоих приборов;

4) вводят измерительную штангу в выбранное сечение воздухопровода и устанавливают крепление с анемометрами в первой точке измерения (для правильной установки анемометров на тросе наносятся соответствующие отметки);

5) включают посредством шнурков счетные механизмы приборов и одновременно отмечают время по секундомеру;

6) выключают счетные механизмы и вторично отмечают время;

7) записывают в журнале наблюдений показания счетных механизмов приборов после измерения и продолжительность наблюдения.

Аналогичным образом измеряют скорости потока и в остальных точках поперечного сечения воздухопровода.

С целью определения направления потока рекомендуется к обойме крыльчатого или корпусу чашечного анемометра привязать одним концом небольшие шелковинки. После испытания на предварительно заготовленном эскизе поперечного сечения воздухопровода наносят в каждой точке измерения векторы скоростей потока, определяемые как диагонали параллелограммов, построенных по данным средних скоростей, полученных по показаниям обоих анемометров.

Действительная скорость движения воздуха, измеренная анемометром, м/с,

$$w_д = B + K\frac{n_2 - n_1}{\tau}, \qquad (8\text{-}58)$$

где B — постоянная, характеризующая скорость, соответствующую началу вращения чувствительного элемента прибора, м/с; K — коэффициент прибора, выражающий отношение скорости вращения чувствительного элемента анемометра к действительной скорости потока; n_1 и n_2 — начальное и конечное показания счетного механизма прибора; τ — продолжительность измерения скорости потока, с.

Действительная скорость потока может быть также определена согласно градуировочным данным анемометра:

$$w_д = w_{гр}\sqrt{\rho/\rho'}, \qquad (8\text{-}59)$$

где $w_{гр}$ — скорость воздуха, определенная по градуировочной кривой анемометра в зависимости от величины $(n_2 - n_1)/\tau$, отнесенная к градуировочной температуре, м/с; ρ и ρ' — плотность воздуха при градуировке и измерении, кг/м³.

Поправочный множитель $\sqrt{\rho/\rho'}$ в формуле (8-59), учитывающий отклонение плотности измеряемого воздуха от градуировочного значения, рекомендуется вводить только при скоростях потока менее 1,5 м/с. Погрешность измерения скорости, связанная с отклонением плотности воздуха, редко превышает ±(1—1,5)%.

Для сравнительно точного измерения анемометром скорости движения воздуха необходимо обеспечить правильную установку прибора относительно направления потока. Для крыльчатых анемометров угол отклонения оси вращения крыльчаток от направления потока не должен превышать ±10%, а для чашечных — ось вращения крестовины должна быть по возможности перпендикулярна направлению потока. Допустимый угол отклонения оси чашечного анемометра, при котором погрешность измерения скорости не превышает ±(1—2)%, составляет ±20°. При большем отклонении оси погрешность измерения может возрасти до ±(25—30)% действительного значения.

При выборе места установки крыльчатого анемометра следует учитывать, что при круглом сечении диаметр воздухопровода должен в 6—8 раз превышать диаметр обоймы прибора, а при прямоугольном ширина воздухопровода должна быть в 3—7 раз больше диаметра обоймы.

Анемометры нельзя применять для измерения скорости сильно пульсирующего потока. Допустимое колебание скорости не должно превышать ±10% среднего значения, что дает погрешность измерения ±(1—1,5)%.

ГЛАВА ДЕВЯТАЯ

АНАЛИЗ ГАЗОВ. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

9-1. ГАЗОВЫЙ АНАЛИЗ И ЕГО РОЛЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИСПЫТАНИЙ

Проводимое при испытаниях парогенераторов определение состава продуктов горения позволяет оценить:

1) степень завершенности процесса сгорания топлива (потери тепла от химической неполноты горения);

2) условия сгорания топлива (коэффициент избытка воздуха);

3) характер сгорания топлива в отдельных зонах топочной камеры (динамика процесса горения);

4) размер присосов воздуха в газоходы;

5) топочный режим и конструктивные особенности парогенератора в связи с выбросами вредных веществ в атмосферу.

По данным анализа газообразного топлива можно вычислить его удельную теплоту сгорания, скорость распространения пламени,

объем продуктов горения, количество воздуха, необходимого для горения и др.

Потери тепла от химической неполноты сгорания многих видов топлива могут практически отсутствовать. Однако при неправильной организации процесса горения эти потери иногда весьма значительны. Поэтому при исследовании топочного процесса и теплотехнических испытаниях определение потерь тепла с химической неполнотой сгорания, проводимое посредством газового анализа продуктов горения, является обязательным.

При полном сгорании топлива продукты горения состоят из следующих основных компонентов: двуокиси углерода CO_2, водяных паров H_2O, избыточного кислорода O_2 и азота N_2. Если в топливе есть соединения серы, продукты горения содержат окислы серы SO_2 и SO_3, которые относятся к числу вредных примесей. Из окислов азота в дымовых газах обычно присутствуют окись азота NO и двуокись NO_2. Эти газы также являются вредными для окружающей среды. Сумму CO_2+ $+SO_2$ и других кислых газов принято обозначать через RO_2.

При неполном горении топлива в продуктах горения могут появляться горючие газы: окись углерода CO, водород H_2, метан CH_4 и в некоторых случаях углеводороды C_nH_m. Присутствие метана в уходящих газах может быть вызвано неравномерностью смешения топлива с воздухом, наличием локальных низкотемпературных зон либо прямым проскоком газа через относительно холодные пазухи между экранными трубами и обмуровкой топочной камеры.

Анализ многочисленных опытных данных по составу продуктов горения [1, 12] показал отсутствие строгой зависимости между содержанием в продуктах горения CO и H_2, что не позволяет пользоваться их расчетными соотношениями.

Оценка химической неполноты сгорания только по присутствию в продуктах горения CO является недопустимой, так как наличие в продуктах горения даже небольшой доли метана приводит к значительным ошибкам в определении значения q_3.

Сжигание газообразного и жидкого топлива с малыми избытками воздуха, когда потери тепла с химической неполнотой сгорания не должны превышать 0,5%, предъявляет жесткие требования к контролю за поддержанием таких избытков, к чувствительности и точности определения входящих в состав продуктов горения компонентов, в первую очередь кислорода, окиси углерода, водорода и метана.

Следует отметить, что иногда при проведении испытаний контроль за избытком воздуха осуществляют по анализу продуктов горения на содержание CO_2. Однако такой метод контроля топочного режима обладает рядом недостатков.

1. Содержание CO_2 в продуктах горения существенно зависит от состава сжигаемого топлива (рис. 9-1).

2. Содержание CO_2 в продуктах горения при наличии химической неполноты сгорания не является однозначной функцией избытка воздуха даже при постоянном составе топлива. Одно и то же значение CO_2 может соответствовать двум различным значениям α. Снижение CO_2 может быть вызвано, с одной стороны, увеличением подачи воздуха в систему, а с другой — снижением α, сопровождающимся значительными потерями тепла с химической неполнотой сгорания.

3. При работе котлоагрегата одновременно на смеси двух или нескольких видов топлива метод контроля процесса горения по CO_2 является непригодным, так как незначительные изменения в соотношении топлив приводят к изменению оптимального значения CO_2.

Для правильного ведения топочного режима необходимо постоянно контролировать содержание O_2 в продуктах горения, так как изменения в составе топлива или в количественном соотношении различных видов топлива практически не сказываются на содержании

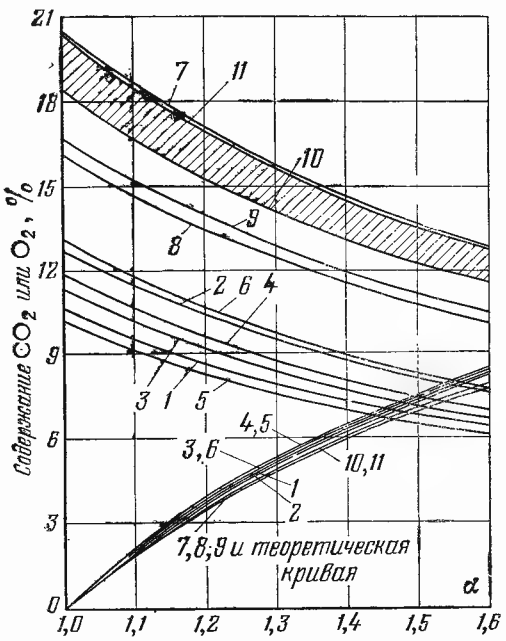


Рис. 9-1. Зависимость содержания двуокиси углерода и кислорода в продуктах полного горения различных видов топлива от коэффициента избытка воздуха.

1—3—городской газ ($RO_2^{макс}$ соответственно 10,6; 12,6; 11,2%); *4*—природный газ; *5*—коксовый газ; *6*—нефтяной газ; *7*—водяной газ; *8, 9*—мазут ($RO_2^{макс}$ от 16,1 до 16,7%); *10, 11*—группа твердого топлива ($RO_2^{макс}$ от 18,3 до 20,3%).

O_2 в продуктах горения (при $\alpha = const$). Как видно из рис. 9-1, зависимости $O_2 = f(\alpha)$ для различных видов топлива при полном горении представляют собой очень тесный пучок кривых, мало отклоняющихся от теоретической кривой. При работе топочной камеры с α, близким к единице (1,01—1,02), необходимо определить изменение этого значения в пределах 0,005, что соответствует объемному (об) содержанию в продуктах горения $O_2 = 0{,}1\%$. Значение этой величины должно измеряться с погрешностью, не превышающей $\delta_{O_2} = \pm 0{,}01\%$. Эти требования в свою очередь определяют и пороговую чувствительность в определении O_2, которая должна быть не хуже 0,01—0,02% об.

К чувствительности и точности определения горючих компонентов предъявляются еще более жесткие требования. Для того чтобы обеспечить определение $q_3 = 0{,}1\%$, порог чувствительности по горючим компонентам при сжигании природного газа должен находиться в пределах 0,006—0,015% об. Однако при этом абсолютная погрешность измерения будет соизмерима с самой величиной потерь тепла с химическим недожогом. Поэтому чтобы снизить погрешность в определении q_3 до 0,01%, следует иметь порог чувствительности по горючим компонентам в пределах $1 \cdot 10^{-3}$—$5 \cdot 10^{-4}$% об. Относительная погрешность измерения не должна превышать ±5%. Важным требованием, предъявляемым к анализу продуктов горения, является также сокращение до минимума затрат времени и труда на определение состава газа.

В последние годы все большее значение приобретает проблема охраны окружающей среды. При сжигании топлива в атмосферу выбрасывается значительное количество токсичных и канцерогенных веществ: окислов азота и серы, ароматических углеводородов, окиси углерода и альдегидов. С целью поиска путей для снижения загрязнения воздушного бассейна осуществляется большое количество комплексных исследований. Успех проведения таких исследований во многом зависит от возможностей газового анализа в определении концентраций тех или иных вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу с продуктами горения.

9-2. ВЫБОР МЕТОДА АНАЛИЗА И АППАРАТУРЫ

Для правильного проведения газового анализа чрезвычайно важно выбрать прибор, соответствующий требованиям, предъявляемым к газовому анализу, а также данным условиям работы. В практике проведения наладочных работ и для эксплуатационного контроля широкое распространение получили волюмометрические газоанализаторы типа Орса или ВТИ-2. При их использовании необходимо иметь в виду следующее.

Газоанализаторы типа Орса могут применяться для определения в пробе RO_2, O_2 и CO. Однако в большинстве случаев с учетом недостаточной точности определения CO и сложности приготовления поглощающего CO реактива газоанализаторы Орса используются для определения только RO_2 и O_2. При соблюдении всех правил анализа расхождения между параллельными анализами одной и той же пробы составляют 0,2% об. Ввиду такой низкой точности эти приборы рекомендуется применять только при настройке топочного режима для ориентировочной оценки коэффициента избытка воздуха.

Газоанализаторы ВТИ-2 применяются для более полного анализа исследуемого газа. Они позволяют определять в пробе RO_2, O_2, CO, H_2, CH_4 и ΣC_nH_m. Если в анализируемом газе из предельных углеводородов, кроме метана, присутствует еще и этан, можно раздельно определять CH_4 и C_2H_6. Если же газ содержит и другие углеводороды метанового ряда, то раздельное их определение на газоанализаторах типа ВТИ невозможно. Соблюдение всех правил анализа позволяет добиться определения в лабораторных условиях RO_2, O_2 и ΣC_nH_m с точностью до 0,05% (расхождение между параллельными анализами одной и той же пробы в объемных процентах). Что же касается H_2 и CH_4, определяемых в этих приборах методом сжигания, то получаемая точность анализа не удовлетворяет требованиям, предъявляемым к анализу продуктов горения. Определение малых концентраций CO связано со значительными ошибками, возникающими вследствие того, что щелочной раствор пирогаллола, применяемый в этих газоанализаторах для поглощения O_2, может выделять CO, и это завышает истинное содержание CO в пробе. Время, затрачиваемое на анализ одной пробы на газоанализаторе ВТИ, составляет 2,5—3 ч. Ввиду указанных недостатков газоанализаторы ВТИ-2 могут применяться только для определения в продуктах горения RO_2, O_2 и ΣC_nH_m. Определение H_2, CO и CH_4 на этих газоанализаторах может проводиться со сниженной точностью и только при высоком содержании их в анализируемой пробе, что может быть при снятии полей концентраций в области деструкции топлива, при анализе газообразного топлива, при определении концентрации «чистых» газов, применяемых для составления контрольных смесей и т. п.

Наилучшим методом для определения состава продуктов горения и газообразного топлива является газовая хроматография—основной метод анализа сложных газовых смесей,

с высокой чувствительностью и точностью определения при сравнительной простоте и доступности аппаратуры.

Процесс анализа этим методом поддается автоматизации, а продолжительность его во многих случаях измеряется лишь несколькими минутами. Хроматографические методы анализа могут быть применены для всех газов и для таких веществ, которые могут быть превращены в летучие продукты. Существующие методики и приборы позволяют в течение 1 ч раздельно определять углеводороды от C_1 до C_{70}. Хроматографические приборы могут быть настолько чувствительными, что позволяют при необходимости определять концентрации отдельных компонентов газовой смеси, начиная от $1 \cdot 10^{-10}$% об. Методы хроматографии дают возможность исследовать не только конечный результат процесса горения — полноту горения, но и изучить сам процесс горения — смесеобразование, воспламенение и отдельные стадии горения — путем снятия концентрационных полей в различных сечениях топочного объема.

9-3. ОТБОР ПРОБ ПРОДУКТОВ ГОРЕНИЯ ДЛЯ АНАЛИЗА

Выбор и тарировка сечений. Точность и надежность результатов газового анализа во многом зависят от правильности отбора и сохранения пробы газа. Если проба отобрана неправильно, дальнейший анализ бесполезен. Повторить же взятие пробы в одинаковых условиях не всегда возможно. Необходимо избегать кратковременных проб, так как периодические колебания и случайные нарушения топочного режима могут привести к искажению состава проб. Поэтому следует стремиться к отбору средней пробы за опыт или за определенный промежуток времени, при котором поддерживается постоянным топочный режим.

Пробу газа следует отбирать по возможности в наиболее узком месте газохода, где относительно высокая скорость потока способствует лучшему перемешиванию продуктов горения. Газоотборные трубки не должны располагаться на поворотных участках или вблизи мест газоходов, где возможны присосы воздуха.

Для отбора проб газа обычно применяются стальные трубки с водяным охлаждением и без него. Последние можно применять лишь до температуры газа 400°С, так как при более высокой температуре возможно догорание в трубке не сгоревших ранее компонентов при каталитическом действии нагретой поверхности трубки. Кроме того, при высоких температурах сталь реагирует с O_2, CO_2 и водяными парами, содержащимися в анализируемом газе, по уравнениям

$$\left.\begin{aligned} 2Fe + O_2 &= 2FeO; \\ Fe + CO_2 &= FeO + CO; \\ Fe + H_2O &= FeO + H_2, \end{aligned}\right\} \qquad (9\text{-}1)$$

Рис. 9-2. Газоотборная трубка с водяным охлаждением.

что может исказить результаты анализа. Для отбора проб продуктов горения из установки при температуре газов выше 400°С следует применять водоохлаждаемые медные или стальные трубки (рис. 9-2).

Газоотборные трубки следует устанавливать в контрольных точках, выбранных предварительно при снятии поля концентраций в данном сечении. Тарировку сечения можно проводить, определяя какой-либо один компонент, входящий в состав продуктов горения, например O_2 или CO_2.

Для тарировки сечения устанавливают по ширине газохода с обеих сторон котлоагрегата ряд рабочих (подвижных) газоотборных трубок и одну или две контрольные (неподвижные) трубки. Применение двух контрольных трубок обеспечивает отбор более представительной пробы газа, особенно из газоходов больших сечений. Глубина погружения в газоход контрольных трубок при их горизонтальном расположении не должна быть более 2,5 м. В нагнетательных патрубках дымососов контрольные трубки устанавливаются посредине проходного сечения. Тарируемое сечение условно разбивается на ряд равновеликих площадей (см. 8-13), в центре которых устанавливаются рабочие трубки. Каждая пробоотборная трубка должна быть соединена с дозирующим устройством газоанализатора. Резиновые трубки для этих соединений должны иметь одинаковую длину и внутренний диаметр с тем, чтобы отсасываемое через них количество газа было одинаковым. До установки в газоход газоотборных трубок последние проверяются на герметичность. Кроме того, на герметичность проверяется вся линия отбора газа.

При тарировке газохода нагрузка котлоагрегата должна быть постоянной и близкой к номинальной. Коэффициент избытка воздуха желательно поддерживать оптимальным. В процессе тарировки рабочие газоотборные трубки последовательно перемещают по сечению газохода, отбирая в соответствующих точках пробы газа на анализ. Одновременно с этим отбирают пробы газа из контрольных трубок. Пробы газа из каждой точки газохода отбирают 4 раза (по 2 раза при прямом и обратном движении трубки). Интервалы между отдельными пробами должны быть мини-

мальными с тем, чтобы успеть выполнить тарировку при постоянном режиме котлоагрегата.

По результатам тарировки подсчитывается коэффициент неравномерности поля концентраций по формуле

$$k = C^{р} / C^{к}, \qquad (9\text{-}2)$$

где $C^{р}$ и $C^{к}$ — соответственно среднеарифметические значения определяемого компонента в объемных процентах, при отборе проб через рабочие и контрольные газоотборные трубки.

Поле концентраций можно считать равномерным, если значение коэффициента неравномерности находится в пределах 0,95—1,05. В этом случае пробы можно отбирать из одной точки выбранного сечения. Если же при снятии поля концентраций обнаружена значительная неравномерность показаний и выбрать другое сечение газохода не представляется возможным, то пробы продуктов горения следует отбирать одновременно из нескольких точек данного сечения. При этом для вычисления средневзвешенной концентрации анализируемых компонентов следует снять также и поле скоростей в выбранном сечении.

Аспираторы для отбора и хранения проб газа. Выбор сосудов, применяемых для отбора проб, определяется объемом отбираемой пробы, в свою очередь зависящим от применяемого метода газового анализа. В любом случае отобранной пробы должно быть достаточно для проведения анализа и для повторных контрольных определений (обычно отбирают 250—500 см³).

Одним из наиболее распространенных является метод отбора пробы газа путем вытеснения запирающей жидкости. Из сосуда, соединенного с местом отбора газа, постепенно сливают жидкость; освобождающийся объем при этом заполняется газом. Чаще всего для отбора проб продуктов горения применяется аспиратор типа Коро (рис. 9-3). Первую порцию газа, отобранную в аспиратор, следует выбросить, чтобы исключить возможность попадания воздуха из соединительных линий в пипетки. После окончания отбора поднятием напорной склянки пробу ставят под давление, закрывают краны пипеток, последние отсоединяют и краны их заливают расплавленным парафином. В таком виде пипетки пригодны для пересылок в лабораторию и для хранения. На пипетки следует наклеить ярлыки с указанием номера опыта, даты и места отбора пробы.

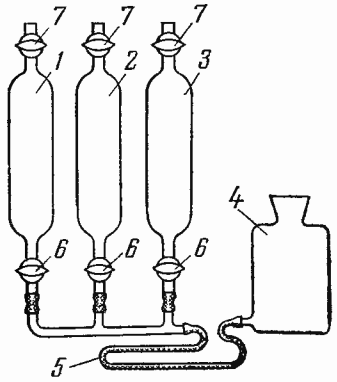


Рис. 9-3. Аспиратор Коро.

1—3 — газовые пипетки; *4* — напорная склянка; *5* — соединительная трубка; *6* — одноходовые краны; *7* — трехходовые краны.

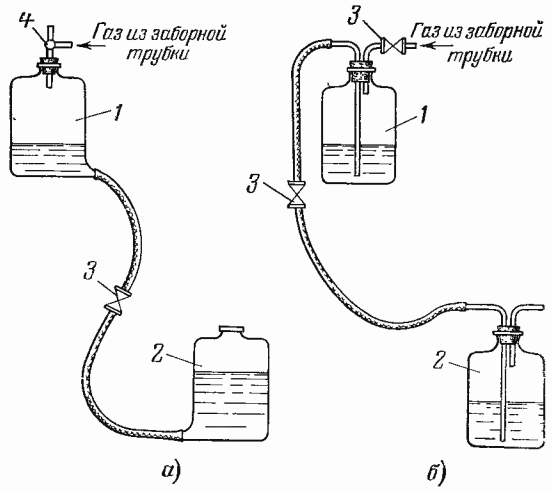


Рис. 9-4. Аспираторы.

Газовым аспиратором может служить также прибор, состоящий из двух бутылей, соединенных между собой. Лучше использовать для этой цели бутыли с нижними тубусами (рис. 9-4,*а*). Бутыль *1*, предварительно наполненную запорной жидкостью, присоединяют к линии отбора газа и сообщают с установленной ниже бутылью *2*, открывая для этого кран *3*, расположенный на трубке, соединяющей обе бутыли. Запорная жидкость перетекает в бутыль *2*, и газ засасывается в бутыль *1*. Первую, загрязненную порцию газа необходимо сбросить, для чего бутыли меняют местами и при помощи трехходового крана *4* бутыль *1* сообщают с атмосферой. Если нет бутылей с тубусами, можно организовать отбор, используя простые бутыли с хорошо подогнанными резиновыми пробками (рис. 9-4,*б*).

При необходимости непрерывного отбора пробы с постоянной скоростью можно применять аспиратор, показанный на рис. 9-5. Здесь трубка, через которую поступает газ, опущена в аспираторную бутыль почти до дна, а сливная трубка имеет расширение. При этом газ находится под определенным разрежением h, соответствующим перепаду уровня воды между

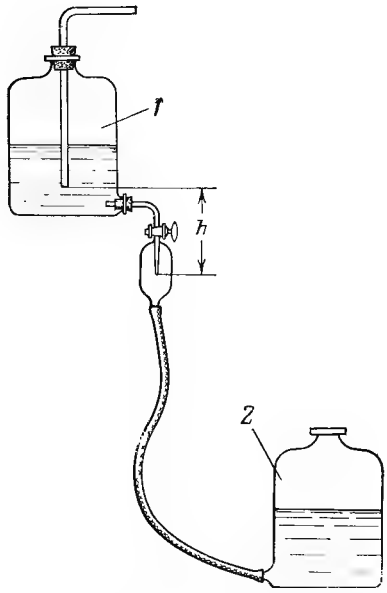


Рис. 9-5. Аспиратор для отбора пробы с постоянной скоростью.

1 — аспираторная бутыль; *2* — напорная бутыль.

концом трубки и местом свободного истечения воды.

При отборе проб следует тщательно следить за тем, чтобы в аспиратор не попал воздух через неплотности. Все пипетки перед использованием обязательно должны проверяться на герметичность, краны должны быть прочищены и смазаны. Если проба отбирается в горячем состоянии, при ее охлаждении в сосуде образуется разрежение и подсос воздуха

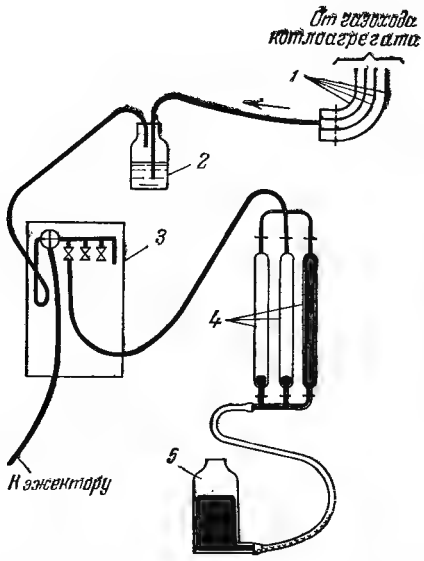


Рис. 9-6. Схема отбора пробы в аспиратор через газоанализатор типа Орса.

1 — газозаборные линии; *2* — склянка Дрекслера; *3* — газоанализатор типа Орса; *4* — аспиратор; *5* — напорная бутыль с запирающей жидкостью.

через неплотности может исказить состав пробы.

В практике газового анализа получил распространение метод отбора проб после поглощения RO_2 и O_2 в газоанализаторе типа Орса по приведенной на рис. 9-6 схеме. При этом в аспиратор отводится остаток пробы, состоящий из азота и несгоревших горючих компонентов, которые анализируют на хроматографе. При таком методе отбора предполагается исключить ошибки, связанные с растворимостью CO_2 в запирающей жидкости, и обогатить анализируемую пробу продуктами неполного сгорания за счет удаления из пробы CO_2 и O_2. Однако при этом отмечается существенное искажение (обогащение) оставшейся пробы газа за счет выделения CO из щелочного раствора пирогаллола после поглощения им O_2. Степень обогащения пробы окисью углерода [3] зависит от концентрации O_2 в анализируемом газе, однако воспроизводимость результатов анализов по CO при всех значениях содержания O_2 в пробах не получается, так как на степень обогащения влияет большое количество факторов; например, степень обогащения пробы окисью углерода несколько снижается при использовании более крепкого раствора едкого кали ($\rho_{кон}$ = =1,55 г/см³). Обогащение пробы окисью углерода значительно возрастает, если для определения O_2 используется раствор пироталлола после длительного его хранения, особенно на свету. При первом анализе на свежеприготовленном реактиве также наблюдается значительное выделение CO. На степень обогащения пробы окисью углерода оказывают влияние также время соприкосновения газа, содержащего O_2, с раствором пирогаллола, количество произведенных на данном реактиве анализов, температура окружающей среды при проведении анализа и др.

Таким образом, если возникает необходимость определить потери тепла вследствие химической неполноты сгорания с высокой точностью, то определение горючих (H_2, CO и CH_4) в продуктах горения необходимо производить без предварительного поглощения O_2 волюмометрическим методом.

Во всех работах, проводимых с газовыми смесями, необходимо применять аппаратуру, изготовленную из материала, который обеспечивает отбор, хранение, транспортировку и анализ пробы в неискаженном виде. При выборе материала для аппаратуры задача состоит не только в том, чтобы избежать побочных реакций и уберечь газ от загрязнений, но и в устранении возможности искажения пробы вследствие диффузии и эффузии. Очень устойчивы к действию большинства газов стекло и кварц. Иногда для изготовления газовой аппаратуры применяют металл. Однако при использовании такой аппаратуры в условиях повышенных температур возможно термическое разложение некоторых химически реакционноспособных газов с образованием других газообразных продуктов. К таким газам относятся H_2S, SO_2, CH_4, H_2, CO и др. Разложение может наступить уже при 300—400°C.

В практике газового анализа иногда для отбора пробы применяют резиновые камеры, что недопустимо, так как такие камеры не пригодны даже для кратковременного хранения газовых смесей и чистых газов.

Относительно высокая скорость диффузии отдельных газов и воздуха через резиновую стенку приводит к искажению состава газа.

Запирающая жидкость. Запирающая жидкость должна иметь низкое давление насыщенного пара, растворять возможно меньшее количество газа, оказывать высокое сопротивление его диффузии и не вступать с газом в химическое взаимодействие. Всем этим требованиям достаточно полно удовлетворяет только ртуть, однако с учетом ядовитости ее применяют только при точных измерениях.

Поступающая в продажу ртуть, как правило, содержит загрязнения, поэтому перед использованием необходимо вначале ее тщательно очистить от механических примесей, пропустив через стеклянный фильтр. Летучие примеси, спирты и другие органические вещества удаляют путем длительного продувания через ртуть сухого воздуха или кислорода. Органические примеси в этом случае окисляются и всплывают на поверхность, после чего их легко отделяют фильтрованием. Для удаления следов жира ртуть тщательно встряхивают в делительной воронке с чистым бензолом или четыреххлористым углеродом.

В качестве запирающей жидкости наиболее часто используют водные растворы различных солей. При этом необходимо учитывать растворимость исследуемых газов в данной жидкости. Все без исключения газы растворимы в воде, но коэффициент их растворимости, как это видно из табл. 9-1, изменяется в широких пределах. Например, при обычных условиях в 100 см³ воды растворяется 1,82 см³ H_2, а CO_2 — 88 см³. При нагревании растворимость газов в жидкостях почти всегда уменьшается.

Наиболее часто используют насыщенные растворы поваренной соли NaCl или хлористого кальция $CaCl_2$ с добавлением небольшого количества серной кислоты (1—2%). Раствор $CaCl_2$ предпочтительнее, так как он в отличие от раствора NaCl, не высыхает и не оставляет налетов на частях приборов. К этим растворам прибавляют метилоранжевый краситель, в результате чего запирающая жидкость приобретает розовый цвет. Делается это с двоякой целью: с окрашенной жидкостью удобнее производить все отсчеты и измерения и по цвету жидкости ведется контроль за сохранением кислотности.

Таблица 9-1

Растворимость некоторых газов в воде при 20°С

Газ	α*	Газ	α*
Азот атмосферный	1,54	Водород	1,82
Азот чистый	1,57	Окись углерода	2,32
Кислород	3,10	Метан	3,31
Воздух	1,87	Этан	4,72
Аргон	3,36	Этилен	12,2
Гелий	0,88	Ацетилен	103
Окись азота	4,71	Сероводород	258
Закись азота	62,9	Двуокись серы	3940
Двуокись углерода	87,8	Аммиак	71 100

* Растворимость α выражена в нормальных кубических сантиметрах газа, растворенного в 100 см³ воды при парциальном давлении газа, равном 760 мм рт. ст.

Таблица 9-2

Растворимость газов α в растворах поваренной соли при 15°С*

Концентрация NaCl, г/л	Водород	Кислород
58	1,48	2,31
116	1,14	1,70
174	0,88	1,17
232	0,70	—
315	—	0,54

* См. сноску к табл. 9-1.

Применение в качестве запирающих жидкостей водных растворов солей снижает, но не исключает полностью ошибки, связанные с растворимостью газов (табл. 9-2). Особенно заметными эти ошибки могут быть при анализе смесей, содержащих небольшое количество O_2 (до 1—2%). В этом случае может происходить обратная картина: обогащение пробы кислородом за счет его выделения из запирающей жидкости.

Запирающая жидкость, как правило, длительно находится в контакте с воздухом помещения и составляет с ним равновесную систему, подчиняющуюся закону Генри. Поскольку растворимость O_2 в воде и водных растворах примерно в два раза выше, чем растворимость N_2, отношение растворенных O_2 и N_2 в воде, находящейся с воздухом в состоянии равновесия, значительно больше, чем в воздухе.

Когда равновесие в системе нарушается (над жидкостью помещают газ, содержащий небольшое количество O_2), происходит выделение из жидкости растворенного в ней кислорода. Процесс установления нового равновесного состояния при отсутствии активного перемешивания длителен. Однако даже при небольшом времени

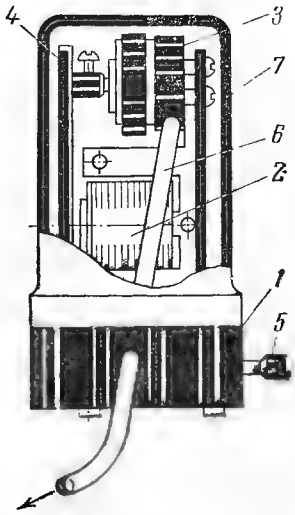


Рис. 9-7. Микрокомпрессор типа МК-1.

1 — основание; *2* — электромагнит; *3* — помпа в сборе; *4* — вибрирующее ярмо; *5* — регулировочный винт; *6* — резиновая трубка на нагнетательной стороне; *7* — крышка.

контакта жидкости с анализируемым газом ошибка за счет выделения O_2 из запирающей жидкости может быть значительной.

С учетом изложенного при необходимости точного определения в смеси малых количеств O_2 и N_2 анализ проб газа следует проводить сразу же после их отбора из установки. При отсутствии такой возможности в пипетке с пробой газа не следует оставлять запирающую жидкость. Нецелесообразно также пользоваться встречающимися иногда в литературе рекомендациями о предварительном насыщении запирающей жидкости анализируемым газом. Если состав газа меняется, растворенные в запирающей жидкости газы, выделяясь из нее, будут вносить искажения в результат анализа.

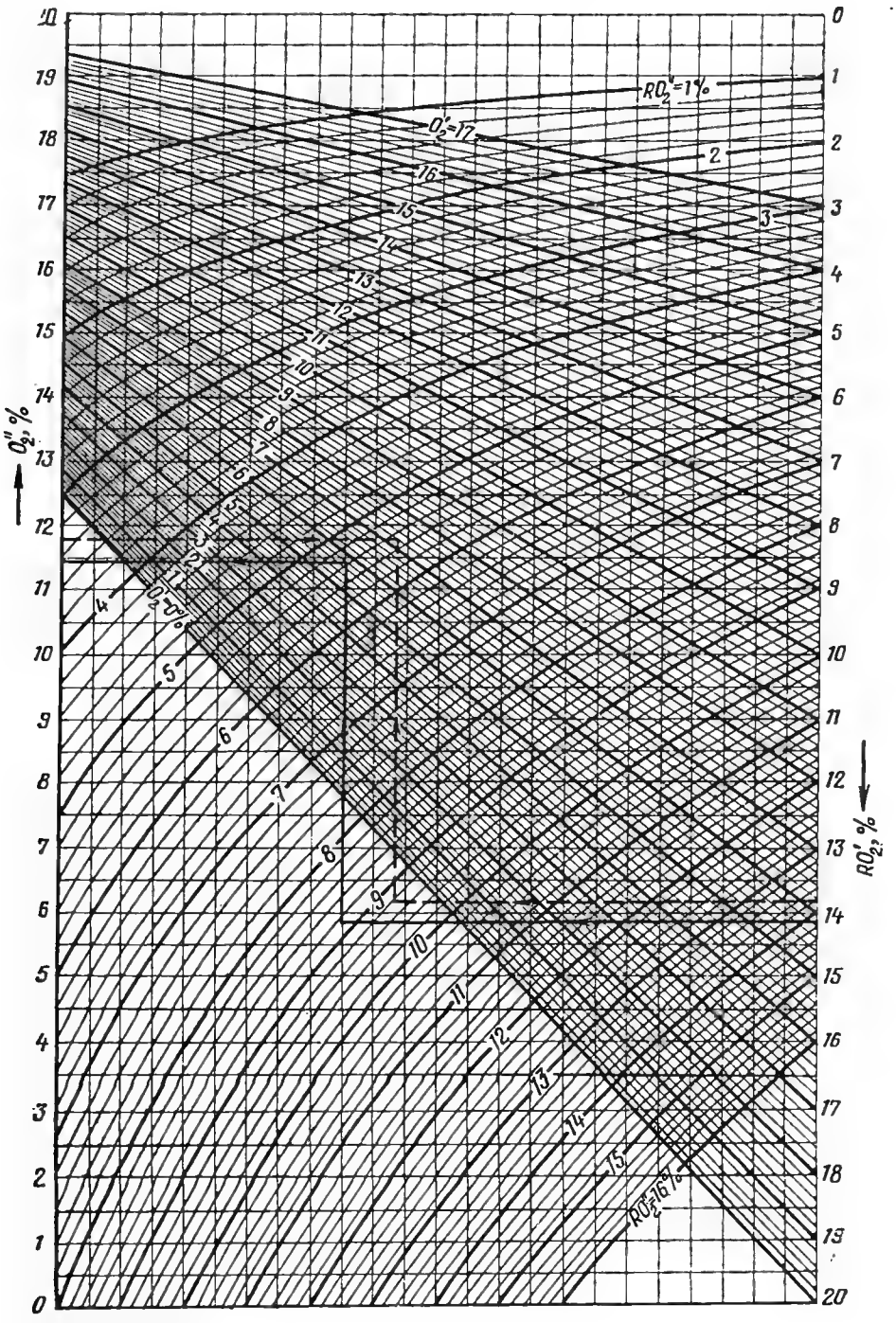


Рис. 9-8. Номограмма определения содержания O_2 в продуктах горения.

В свете сказанного целесообразно применение метода сухого отбора пробы с помощью мембранных компрессоров, в которых отсутствуют трущиеся части. Работа такого микрокомпрессора (рис. 9-7) осуществляется за счет колебательных движений диафрагмы помпы, создаваемых электромагнитом. Микрокомпрессор питается от сети переменного тока 127 или 220 В, потребляемая мощность 5 Вт. При сопротивлении линии 0,2 кгс/см² микрокомпрессор обеспечивает производительность 100—120 см³/мин. Регулировка расхода газа осуществляется регулировочным винтом, который изменяет расстояние вибрирующего ярма от электромагнита. Для соединения микрокомпрессора с линией отбора пробы к всасывающему отверстию, расположенному в задней части помпы, следует присоединить патрубок, обеспечив при этом полную герметичность соединения. Сухой метод отбора проб особенно оправдывает себя в тех случаях, когда в работе используется газоанализатор переносного типа, устанавливаемый вблизи исследуемого оборудования.

9-4. КОНТРОЛЬ ГАЗОВОГО АНАЛИЗА

Во время проведения испытаний необходимо систематически проверять правильность и закономерность результатов газового анализа. При этом необходимо учитывать следующие общие замечания.

1. При отсутствии догорания газов в газоходах котлоагрегата содержание в продуктах горения RO_2, CO, CH_4 и H_2 должно постепенно уменьшаться за счет присосов воздуха по мере удаления исследуемого сечения газохода от топки, а содержание O_2 — увеличиваться.

2. Следует контролировать соответствие содержания RO_2 и O_2 по отдельным сечениям газохода. В зависимости от конкретных условий результаты анализа газа в каком-либо сечении газохода, например за пароперегревателем, принимаются как более достоверные.

Увязка содержания RO_2 и O_2 за пароперегревателем и другим сечением газохода котлоагрегата (водяным экономайзером, воздухоподогревателем) при отсутствии химической неполноты сгорания проводится по формуле

$$(O_2)''_{II} = \frac{(RO_2)''_{II}(O_2)''_{I} + 20{,}96\,[(RO_2)''_{I} - (RO_2)''_{II}]}{(RO_2)''_{I}}, \qquad (9\text{-}3)$$

где $(RO_2)''_{I}$ и $(O_2)''_{I}$ — содержание газов в сечении *I* газохода; $(RO_2)''_{II}$ и $(O_2)''_{II}$ — содержание газов в сечении *II* газохода.

Для упрощения указанных подсчетов можно пользоваться номограммой, приведенной на рис. 9-8.

3. Пересчет результатов полного анализа газа с одного сечения газохода на другие следует проводить по содержанию в них RO_2:

$$\left.\begin{aligned} (CH_4)''_{II} &= (CH_4)''_{I}\frac{(RO_2)''_{II}}{(RO_2)''_{I}}; \\ &\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ (CO)''_{II} &= (CO)''_{I}\frac{(RO_2)''_{II}}{(RO_2)''_{I}}, \end{aligned}\right\} \qquad (9\text{-}4)$$

где $(RO_2)''_{I}$, $(CH_4)''_{I}$ ... и $(CO)''_{I}$ — содержание газов в сечении *I*; $(RO_2)''_{II}$, $(CH)''_{II}$ ... и $(CO)''_{II}$ — содержание газов в сечении *II*.

Пересчеты по формулам (9-4) допустимы лишь в случае, если в газоходе не происходит догорания газов, т. е. изменение содержания RO_2, CO, CH_4 и т. д. вызывается только местными присосами в газоход воздуха.

4. В опытах необходимо периодически контролировать значение избытка воздуха, пользуясь для этого кривыми рис. 9-1. В тех случаях, когда состав сжигаемого топлива известен и стабилен, ошибка газового анализа может быть выявлена по несоответствию величины α, определенной с использованием величин RO_2 и O_2.

5. В случаях, когда состав топлива в процессе испытаний меняется, либо сжигается смесь различных видов топлива, контроль коэффициента избытка воздуха по содержанию RO_2 в продуктах горения может привести к значительным ошибкам.

6. При проведении анализа пробы газа, оставшейся после удаления из нее отдельных компонентов, необходимо полученные результаты пересчитать на общий объем пробы.

Так, например, если определение состава газа проводилось на хроматографе после предварительного удаления из пробы RO_2, то найденное содержание того или иного компонента следует умножить на поправочный коэффициент:

$$k_{100} = \frac{100 - RO_2}{100}, \qquad (9\text{-}5)$$

где RO_2 — содержание в анализируемом газе RO_2, % об.

Если из пробы газа удалены RO_2 и O_2, то формула (9-5) приобретает вид:

$$k_{100} = \frac{100 - (RO_2 + O_2)}{100}. \qquad (9\text{-}6)$$

7. Если при отборе или хранении пробы обнаружен подсос в нее воздуха, а повторить отбор в аналогичных условиях не представляется возможным, полученные значения содержания в пробе отдельных компонентов следует умножить на поправочный коэффициент:

$$k_{O_2} = \frac{100}{100 - 4{,}78O'_2}, \qquad (9\text{-}7)$$

где O'_2 — прирост кислорода в пробе за счет подсоса воздуха, % об.

8. Содержание в продуктах горения трехатомных газов, %, должно корректироваться на показатель тарировки поля сечения, откуда отбирается газ на анализ, и определяется из равенства

$$RO'_2 = kRO_2, \qquad (9\text{-}8)$$

где k — коэффициент неравномерности поля; RO_2 — содержание трехатомных газов по показанию газоанализатора.

Содержание остальных компонентов продуктов горения в случае отсутствия догорания в газоходе горючих газов определяется по формулам

$$\left.\begin{aligned} CO' &= k\,CO; \\ H'_2 &= kH_2; \\ CH'_4 &= k\,CH_4 \end{aligned}\right\} \qquad (9\text{-}9)$$

и

$$O'_2 = kO_2 + 20{,}96\,(1 - k). \qquad (9\text{-}10)$$

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ

ВОЛЮМОМЕТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ГАЗОВОГО АНАЛИЗА

10-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Волюмометрический (газообъемный) метод газового анализа основан на измерении сокращения объема пробы анализируемого газа, происходящего в результате реакций абсорбции, сожжения и каталитического окисления. При использовании для анализа реакций абсорбционного поглощения газовую смесь приводят в соприкосновение с каким-либо реактивом, который избирательно взаимодействует только с одним компонентом смеси (или группой однородных компонентов). Реактивы, применяемые для этой цели, обычно берут в виде растворов. Приходя в соприкосновение с таким реактивом, определяемая составная часть газовой смеси вступает во взаимодействие с ним, продукт реакции в большинстве случаев остается в растворе, а объем смеси уменьшается на объем прореагировавшего компонента.

При использовании метода сожжения горючие газы сжигаются над легко восстанавливаемыми окислами металлов либо при добавлении к смеси кислорода или воздуха. При этом объем определяемой составной части не всегда равен уменьшению объема газовой смеси после реакции; он вычисляется на основании реакций горения.

С помощью волюмометрических газоанализаторов можно определять содержание следующих компонентов: CO_2 совместно с H_2S, SO_2 и другими кислыми газами; «тяжелые углеводороды», под которыми подразумевают непредельные углеводороды ряда C_nH_{2n}, а также углеводороды гомологического ряда бензола; O_2, CO, H_2, предельных углеводородов и N_2 (совместно с аргоном и другими одноатомными газами).

10-2. ГАЗОАНАЛИЗАТОРЫ ТИПА ОРСА

Из газоанализаторов волюмометрического типа аппараты типа Орса являются наиболее простыми и предназначены для определения в смеси CO_2, O_2 и CO. Если в продуктах горения содержится SO_2, то последняя определяется совместно с CO_2. При отсутствии других компонентов в продуктах горения содержание азота, % об., определяется по разности

$$N_2 = 100 - (RO_2 + O_2 + CO).$$

В настоящее время известен ряд приборов, основанных на принципе Орса и отличающихся друг от друга лишь в деталях — отечественные серийные газоанализаторы ГХП-2, ГХП-3, ГХП-3М. Различаются они между собой количеством поглотительных сосудов (два или три), их конструкцией, формой гребенки и т. д.

Принцип действия аппаратов Орса (рис. 10-1) основан на избирательном поглощении реактивами отдельных компонентов газовой смеси.

Аппарат состоит из измерительной бюретки, соединительной гребенки, фильтра, уравнительного (напорного) сосуда и трех поглотительных сосудов. Некоторые газоанализаторы выпускаются с двумя поглотительными сосудами.

В аппаратах Орса обычно применяются поглотительные сосуды контактного типа. Наиболее простые из них (рис. 10-2,*а*) состоят из двух (переднего и заднего) стеклянных цилиндров, соединенных между собой тонкой трубкой. Сосуды присоединяются резиновыми трубками к отросткам гребенки аппарата. Задние цилиндры остаются свободными и предназначены для приема реактивов, вытесняемых из передних цилиндров. Для увеличения поверхности соприкосновения газа с реактивами и ускорения определяемого компонента в передние цилиндры набиваются тонкие стеклянные трубочки длиной 100—120 и диаметром 4—5 мм. Во избежание пробулькивания пузырьков анализируемого газа через поглотительный раствор следует перед набивкой трубочек в передний цилиндр уложить горизонтально на дно этого цилиндра вплотную друг к другу несколько коротких стеклянных трубочек. К недостаткам поглотительных со-

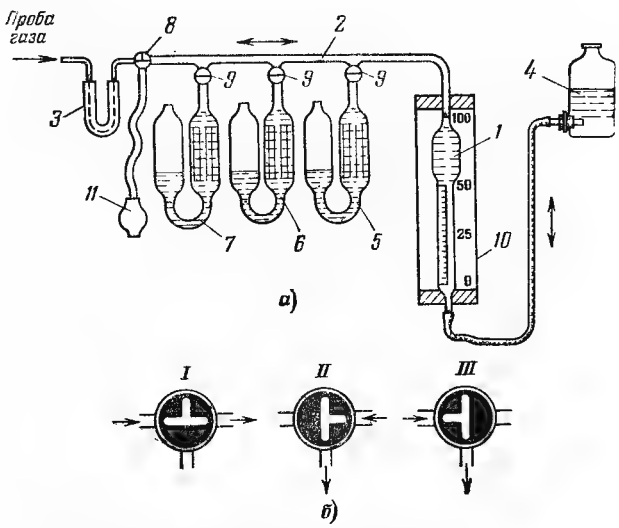


Рис. 10-1. Схема газоанализатора типа Орса.

а — схема газоанализатора; *б* — положение трехходового крана *1* — измерительная бюретка; *2* — соединительная гребенка; *3* — фильтр; *4* — уравнительный (напорный) сосуд; *5—7* — поглотительные сосуды; *8* — трехходовой кран; *9* — двухходовые краны: *10* — водяная рубашка; *11* — груша.

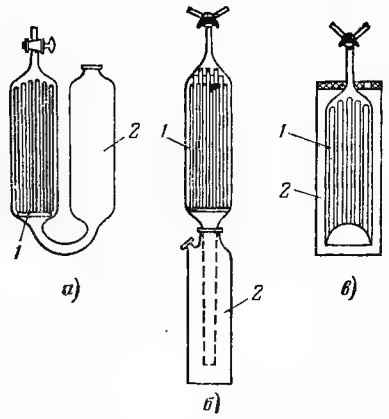


Рис. 10-2. Поглотительные сосуды контактного типа.
1 — контактный цилиндр; *2* — цилиндр для приема реактива.

судов этого типа относится непрочность трубки, соединяющей передний и задний цилиндры. Этот недостаток устранен в поглотительных сосудах другого типа (рис. 10-2,*б*), где удлиненный конец контактного цилиндра опущен в сосуд большого диаметра. Между собой они соединяются с помощью пришлифованной поверхности. Однако поглотительные сосуды такого типа очень громоздки. В последних конструкциях поглотительных сосудов (рис. 10-2,*в*) контактный цилиндр помещается внутри склянки, служащей приемником реактива, благодаря чему поглотительный сосуд приобретает компактность и прочность.

В аппарате Орса поглотительные сосуды заполняются соответственно следующими реактивами: раствором едкого кали КОН для поглощения CO_2 и SO_2; щелочным раствором пирогаллола для поглощения O_2; аммиачным раствором полухлористой меди для поглощения CO. Следует отметить, что раствор полухлористой меди поглощает CO довольно медленно, поэтому вместо указанного раствора рекомендуется применять суспензию закиси меди с бетанафтолом в серной кислоте. Однако учитывая, что этот реактив сложно приготовлять и он быстро портится, содержание CO обычно определяют при полном анализе на других газоанализаторах, а аппарат Орса используют только для определения RO_2 и O_2. В этом случае сосуд *7* заливают подкисленной водой и соединяют тонкой резиновой трубочкой с сосудом *6*. Он является гидрозатвором, предохраняющим раствор пирогаллола от соприкосновения с воздухом. Освободившийся отросток гребенки используют как воздушник для сброса газа из бюретки в атмосферу. Гребенка одним концом присоединяется к измерительной бюретке, а другим концом через фильтр сообщается с газозаборной трубкой. К свободному отростку от крана *8* присоединяется линия от эжектора с целью непрерывного прососа газа через линию, либо груша для порционного его засасывания. Каждый отросток гребенки имеет стеклянный соединительный краник.

Для обеспечения стабильности температуры измерительная бюретка *1* объемом 100 см³ помещена в стеклянный цилиндр *10*, заполненный водой. Для большей точности измерений бюретка внизу имеет значительно меньший диаметр, благодаря чему цена деления нижней части бюретки равна 0,2 см³.

В напорный сосуд *4* заливается запирающая жидкость, в качестве которой применяется насыщенный раствор поваренной соли, слегка подкисленный серной или соляной кислотой и подкрашенный в розовый цвет индикатором — метилоранжем. Индикатор позволяет вовремя заметить случайное попадание в измерительную бюретку щелочи из поглотительных сосудов, так как при этом изменяется цвет запирающей жидкости (становится желтым). Такая жидкость будет сильно поглощать CO_2, что исказит результаты анализа. Поэтому при потере кислотности запирающая жидкость должна быть заменена.

Трехходовой кран *8* дает возможность производить три вида операции (рис. 10-1,*б*): забор газа (положение *I*), выброс газа (положение *II*) и анализ газа (положение *III*).

Прежде чем начать анализ, следует довести уровни жидкостей в поглотительных сосудах до меток, находящихся на капиллярах под кранами *9*. Для этой цели поглотительный сосуд, в котором требуется поднять уровень раствора, поворотом соответствующего крана (при закрытых остальных кранах) соединяется с измерительной бюреткой. Опусканием напорного сосуда в бюретке создается разрежение, в результате чего уровень жидкости в поглотительном сосуде начинает подниматься; таким образом уровень медленно доводится до метки, после чего кран закрывают. Когда все поглотительные сосуды подготовлены, поворотом крана *8* соединяют бюретку с атмосферой (а если имеется воздушник, открывают его) и, поднимая напорный сосуд, доводят уровень запирающей жидкости до метки, имеющейся на верхней части бюретки *1*.

Затем аппарат проверяют на плотность, для чего следует: трехходовый кран *8* поставить в положение *III*, краны *9* у поглотительных сосудов закрыть, опустить напорную склянку как можно ниже и наблюдать за положением уровней. Если уровни жидкости в бюретке и в поглотительных сосудах на протяжении 5—10 мин останутся неизменными, то аппарат можно считать герметичным.

После этой операции можно приступить к забору пробы газа для анализа. При этом

следует исключить попадание в анализируемую смесь воздуха или другого газа, ранее находившегося в линии. Для этой цели, поставив трехходовый кран *8* в положение *I*, соединяют измерительную бюретку с газозаборной линией и заполняют бюретку газом из линии. Затем соединяют бюретку с атмосферой и выбрасывают забранную порцию газа из аппарата. Эту операцию повторяют 3—4 раза, после чего пробу газа, отобранную в бюретку, приводят к атмосферному давлению. Для этого в бюретку набирают несколько больше 100 см³ газа; затем подъемом напорной склянки газ в бюретке сжимают настолько, чтобы жидкость установилась на делении 0. На мгновение соединяют бюретку с атмосферой. После этого объем набранной пробы будет равен 100 см³ при атмосферном давлении.

Поглощение отдельных компонентов пробы проводят в следующем порядке. Сначала поглощают CO_2. Для этого открывают кран сосуда *5* и медленно поднимают напорную склянку до тех пор, пока вода в бюретке не поднимется до отметки 100 см³ и не вытеснит газ в передний поглотительный цилиндр. Газ, вытесняя реактив в задний цилиндр, соприкасается со смоченными реактивом стеклянными трубочками, находящимися в переднем цилиндре. Затем газ возвращают в бюретку и снова переводят в поглотительный сосуд. После 4—5 таких перекачиваний закрывают кран сосуда *5*, наблюдая за тем, чтобы уровень реактива в сосуде совпал с меткой под краником.

Уменьшение объема пробы, обусловленное поглощением CO_2 или $RO_2 = CO_2 + SO_2$, и будет составлять процент (по объему) этого компонента в анализируемом газе. Измерение проводят отсчитыванием числа делений на шкале бюретки. Уровни запирающей жидкости в напорном сосуде и в бюретке должны при этом совпадать.

Содержание O_2 в анализируемом газе определяется таким же способом, но проба прокачивается 6—8 раз в следующий поглотительный сосуд *6*. Чтобы убедиться в полноте поглощения, операцию прокачивания повторяют до совпадения двух последовательно проведенных отсчетов. Продолжительность определения RO_2 и O_2 в пробе продуктов горения обычно не превышает 4—5 мин.

Следует отметить, что в новой модификации газоанализатора типа Орса предусматривается ряд усовершенствований прибора. Так, поглотительные сосуды будут оснащены клапанами для предотвращения переброса растворов в гребенку; измерительная бюретка будет иметь объем 75 мл с ценой деления 0,1 мл; будет обеспечена возможность подключения линии сжатого воздуха с целью механизации прокачки пробы через поглотительные сосуды и др.

10-3. ГАЗОАНАЛИЗАТОР ВТИ-2

В газоанализаторе системы ВТИ (рис. 10-3) определение RO_2, C_nH_m, O_2 и CO основано на принципе избирательного поглощения соответствующими поглотительными растворами; определение H_2 и C_nH_{2n+2} — на принципе раздельного дожигания на окиси меди; азот определяется как остаточный член.

Поглотительная часть прибора состоит из шести поглотительных сосудов с шестью кранами. Измерительная бюретка, помещенная в залитый водой сосуд *8*, состоит из двух градуированных вертикальных трубок. Правая трубка объемом 21 см³ имеет цену деления 0,05 см³ и градуирована по всей длине. Левая трубка объемом 80 см³ тремя пережимами разделена на четыре равные части по 20 см³ каждая. Отметки 20, 40, 60 и 80 см³ нанесены на цилиндрические пережимы. Вверх и вниз от этих отметок имеется еще по четыре отметки с ценой деления 0,05 см³.

В аппарате предусмотрено компенсационное устройство, позволяющее устранить влияние изменения давления и температуры окружающей среды на измеряемые объемы. Компенсатор состоит из U-образного жидкостного манометра, расположенного слева от измерительной бюретки, и тонкостенного сосуда в виде трубки с запаянным концом *28*, помещен-

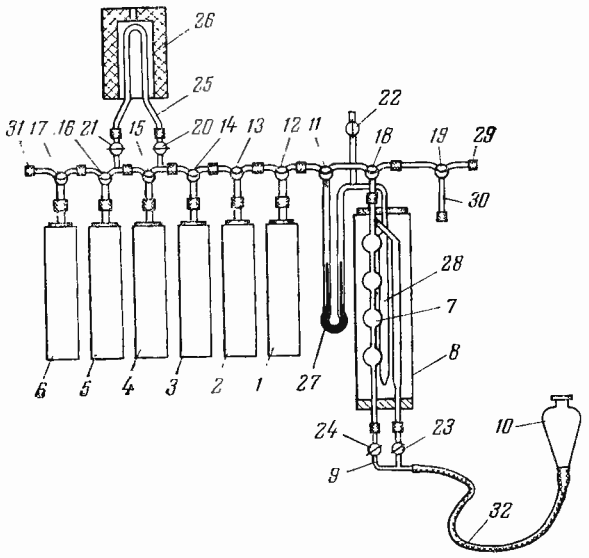


Рис. 10-3. Схема газоанализатора ВТИ-2.

1—6 — поглотительные сосуды; *7* — измерительная бюретка; *8* — водяная рубашка; *9* — вилка-тройник; *10* — уравнительный (напорный) сосуд; *11—19* — трехходовые серповидные краны; *20—24* — одноходовые краны; *25* — петля, заполненная окисью меди; *26* — электрическая печь; *27* — манометр; *28* — компенсационная трубка; *29—31* — свободные отростки; *32* — резиновый шланг.

ного в общую водяную рубашку с измерительной бюреткой.

Дожигательная часть прибора состоит из металлической трубки (петли), заполненной гранулированной окисью меди, и электрической печи, при помощи которой осуществляется нагрев петли до нужной температуры. Печь получает питание через автотрансформатор ЛАТР-1 от сети переменного тока напряжением 127 или 220 В. Поддержание требуемой температуры контролируется ртутным термометром — при сжигании водорода и термоэлектрическим пирометром — при сжигании предельных углеводородов.

При сборке аппарата надо стремиться к тому, чтобы все детали были прочно укреплены при помощи подставок и держателей; соединения стеклянных трубок между собой следует производить встык. Для соединений рекомендуется применять эластичную резиновую трубку с внутренним диаметром, на 2—3 мм меньшим наружного диаметра соединяемых трубок. Краны тщательно очищают от грязи и протирают мягкой тряпочкой или фильтровальной бумагой, смазывают специальной смазкой, после чего медленно вращают до тех пор, пока шлифы не станут прозрачными.

Расположение поглотительных сосудов должно соответствовать порядку определения отдельных компонентов газа. Первый поглотительный сосуд (счет ведется от измерительной бюретки) заполняется раствором КОН, который поглощает CO_2 и другие кислые газы (H_2S, SO_3 и др.). Второй сосуд заполняется бромной водой; он предназначен для поглощения непредельных углеводородов. Для защиты экспериментатора от действия паров брома свободное отверстие второго поглотительного сосуда закрывают предохранительной трубкой с шарообразным расширением, которая заполняется аскаритом и закрывается с обеих сторон пробками из ваты. Когда аскарит под влиянием паров брома изменит свой цвет, его заменяют. Поглотительный сосуд заполняют бромной водой под тягой (в вытяжном шкафу). Третий сосуд заполняют щелочным раствором пирогаллола для поглощения O_2. Свободный конец сосуда соединяют с гидравлическим затвором, что предотвращает попадание в раствор O_2 из воздуха. Четвертый сосуд предназначен для поглощения CO и заполняется суспензией закиси меди в серной кислоте. Свободный конец этого сосуда также присоединяют к гидрозатвору. Пятый сосуд, так же как и первый, заполняется раствором КОН. Он служит для поглощения CO_2, образующейся при сжигании в петле предельных углеводородов. Шестой сосуд заполняется запирающей жидкостью и служит для прокачивания пробы газа через петлю при дожигании горючих компонентов.

Определение вредного объема бюретки. Вредным объемом бюретки является пространство от крана *18* до отметки *О* на бюретке. Для определения этого объема надо через отросток *29* и кран *19* заполнить жидкостью пространство до крана *18*. В левой части измерительной бюретки следует поднять жидкость до нулевой отметки, а в правой — оставить на любом уровне и спустя 2 мин записать этот уровень. Постепенно открывая кран *18*, осторожно заполняют вредный объем водой, поступающей через отросток *29*. Воздух при этом вытесняется в правое колено бюретки и уровень жидкости в нем опускается. По истечении 2 мин записывают новое положение уровня. Разность между двумя показаниями и определяет объем вредного пространства. Для точности необходимо повторить эту операцию несколько раз. При отборе пробы газа на анализ следует прибавлять вредный объем пространства к объему, замеренному в бюретке.

Установка компенсатора. Перед началом работы необходимо выдержать прибор в помещении с равномерной температурой не менее 2 ч при соединенном с атмосферой компенсаторе (открытием крана *22*). При перерыве в работе кран оставляют открытым, а при начале работы на аппарате кран необходимо закрыть. При этом мениски жидкости в компенсационном манометре должны находиться на одном уровне.

Проверка герметичности аппарата. Поворотом крана *18* сообщают бюретку с гребенкой. Поочередно открывают краны поглотительных сосудов и постепенным опусканием напорной склянки доводят поглотительный раствор до метки на отростках кранов. Затем краны сосудов закрывают. После того как все поглотительные растворы будут подняты до соответствующих меток, проверяют прибор на герметичность. Для этого краны сосудов ставят в положение общего горизонтального капилляра. На конец левого отростка *31* надевают заглушку. Открыв кран *23* вилки *9*, опускают напорную склянку и оставляют прибор в таком положении на 5—10 мин. Если уровень запирающей жидкости в течение этого времени не смещается, прибор герметичен. В случае негерметичности прибора для установления места неплотности его испытывают по частям и устраняют неплотность. Убедившись в герметичности и исправности аппарата, промывают азотом все краны, отростки, гребенку и петлю. Азот, применяемый для промывки прибора, получают из воздуха, удалив из него O_2 с помощью раствора пирогаллола.

Проведение анализа. Пипетку, в которой находится проба газа, присоединяют к одному из отростков крана *19*. Другой конец пипетки соединяется с напорным сосудом, залитым запирающей жидкостью. При отсутствии свободного напорного сосуда можно опустить конец пипетки в любой сосуд, залитый запирающей жидкостью, который будет служить гидрозатвором. Участок от пипетки до крана бюретки промывается исследуемым газом, для чего при помощи кранов *18* и *19* забирают небольшую часть газа в бюретку (10—20 см³) и выбрасывают ее в атмосферу через свободный отросток крана *19*. Затем отбирают пробу газа для анализа, открыв левый кран *24* вилки *9* и заполнив широкое колено бюретки до отметки *80*. Затем левый кран перекрывают и заполняют правое колено немного ниже отметки *20*. Спустя 2 мин поднятием напорной склянки устанавливают объем отобранной пробы точно 100 см³ (за вычетом вредного объема бюретки), перекрывают оба крана вилки-тройника и быстрым поворотом крана *19* выпускают избыток газа в атмосферу. Далее, соединив краном *11* манометр с прибором, осторожным поднятием или опусканием напорной склянки приводят мениски в манометре к одному уровню, после чего закрывают сначала кран вилки-тройника, а затем кран манометра, и точно измеряют объем газа в бюретке.

При всех последующих измерениях объема газа необходимо следить за тем, чтобы условия для стекания запирающей жидкости со стенок бюретки были одними и теми же, для чего рекомендуется давать на стекание 2 мин и следить за временем стекания по песочным часам или секундомеру. Все измерения объема необходимо проводить, предварительно уравняв с помощью манометра давление в бюретке с давлением в компенсационной трубке.

Анализ проводят в строгом порядке, при котором каждый раствор поглощает только один компонент (или сумму однородных компонентов) газовой смеси, не реагируя с остальными. При анализе проводят следующие операции:

1. Газ из бюретки непрерывно переводят в первый поглотительный сосуд и обратно — до получения постоянного объема, т. е. до тех пор, пока измеренный его объем не совпадет с последующим объемом, измеренным после двух—трех контрольных прокачиваний. За RO_2 принимают количество газа, поглощенное раствором щелочи.

2. Газ, оставшийся после удаления RO_2, медленно переводят из бюретки во второй поглотительный сосуд и обратно. Объем газа периодически измеряют. В процессе анализа сначала наблюдается уменьшение или сохранение объема газа, а затем некоторое его увеличение, происходящее за счет выделяющихся из раствора паров брома. Для их удаления газ переводят в первый поглотительный сосуд. Определение считается законченным, если при повторении этой операции объем газа не уменьшается. За ΣC_nH_m принимается количество газа, поглощенное бромной водой.

3. Газ прокачивается до постоянного объема через третий сосуд. Объем поглощенного газа принимают за содержание O_2.

4. Оставшийся газ переводят в четвертый сосуд, где происходит поглощение CO, и проводят несколько прокачиваний до наступления постоянства объема. При последнем прокачивании (перед замерами) газ из поглотительного сосуда выводят очень медленно с тем, чтобы удалить его пузырьки, задерживаемые вязкой суспензией. Измерение объема проводят после прокачивания газа через первый сосуд, где поглощаются пары серной кислоты, выделившиеся из суспензии.

5. Переходят к сжиганию H_2 в петле. Для этого открывают краны *20* и *21* на петле и часть газа (примерно 70—80%) переводят в сосуд *6*. Сосуд оставляют открытым, что позволяет предотвратить утечки газа, которые могут возникнуть от повышения давления при его разогреве. Предварительно нагретую до 270°C электропечь надевают на петлю и в таком положении оставляют прибор на 5—6 мин для разогрева трубки. После этого через петлю медленно пропускают газ из сосуда *6* в измерительную бюретку и обратно. Эту операцию повторяют до получения постоянного объема. Температура печи при сжигании водорода должна все время поддерживаться постоянной. Допускаемые отклонения от температуры 270°C не должны превышать ±5°C. Понижение температуры приводит к неполному сгоранию H_2, повышение — к частичному сгоранию предельных углеводородов. После установления постоянного объема несгоревшего остатка сжигание H_2 считают законченным. Печь снимают и петлю охлаждают до комнатной температуры. Оставшийся газ пропускают через сосуд с раствором пирогаллола для удаления O_2, который мог образоваться в результате термической диссоциации меди. После удаления O_2 измеряют объем оставшегося газа. О количестве сгоревшего H_2 судят по величине уменьшения пробы газа, так как образующийся при сгорании H_2 водяной пар конденсируется в сосуде *6*.

6. В оставшемся газе определяют содержание суммы предельных углеводородов, сжигая его над окисью меди с одновременным удалением образующейся CO_2. Предварительно нагретую до температуры 850—900°C электропечь надевают на петлю. Сжигание газа осу-

ществляется переводом оставшейся пробы из бюретки через петлю в пятый сосуд и обратно. Сжигание производят до установления постоянного объема. Затем печь выключают, снимают с петли; последнюю охлаждают до комнатной температуры. Оставшийся газ прокачивают через раствор пирогаллола для освобождения от O_2, который мог выделиться в результате термического разложения меди. Затем измеряют оставшийся объем. Полученное уменьшение объема газа принимают за сумму предельных углеводородов, а остаток газа — за N_2.

Если на анализ первоначально отобрано 100 см³ газа, то уменьшение объема газа, получаемое в результате взаимодействия с поглотительными растворами или сжигания над окисью меди, равно содержанию определяемого компонента в объемных процентах.

В тех случаях, когда первоначальный объем анализируемой пробы не равен 100 см³, вычисление процентного содержания отдельных компонентов газовой смеси ведется по формуле

$$V_x = \frac{V_1 - V_2}{V_0} 100, \qquad (10\text{-}1)$$

где V_x — содержание определяемого компонента в анализируемом газе, в объемных процентах; V_0 — первоначальный объем анализируемой пробы, см³: V_1 — объем газа перед поглощением (или сжиганием) определяемого компонента, см³; V_2 — объем газа после поглощения (или сжигания) определяемого компонента, см³.

Раздельное определение метана и этана на газоанализаторе ВТИ. Если в состав анализируемой пробы из предельных углеводородов входят только CH_4 и C_2H_6, на газоанализаторе ВТИ можно провести их раздельное определение. В этом случае CH_4 и C_2H_6 сжигаются совместно при температуре электропечи 850—900°С, но проба из бюретки прокачивается не в сосуд с раствором КОН, а в сосуд *6*, заполненный запирающей жидкостью. При горении одного объема CH_4 образуется один объем CO_2, а при горении одного объема C_2H_6 — два объема CO_2. Поэтому при сгорании суммы этих двух углеводородов происходит увеличение первоначального объема. Это превышение полученного объема соответствует содержанию C_2H_6 в пробе (за вычетом избыточного O_2, выделившегося из окиси меди). Определяя прокачиванием через сосуд с раствором КОН количество CO_2, образовавшегося при сжигании, несложным вычислением находят содержание CH_4.

Ниже на примере показана методика раздельного определения CH_4 и C_2H_6 при совместном их сжигании над окисью меди.

После поглощения CO_2, ΣC_nH_m, O_2, CO и дожигания H_2 остаток пробы составил $V = 84{,}0$ см³. Этот объем взят на дожигание предельных углеводородов. Дожигание производилось над окисью меди при температуре 850—900°С прокачиванием газа из бюретки в сосуд *6* и обратно. После остывания петли и приведения объема пробы к первоначальным температурным условиям замерен объем пробы $V_1 = 84{,}6$ см³. Далее газ прокачивался через раствор КОН для поглощения CO_2, образовавшегося при горении предельных углеводородов. После поглощения CO_2 объем составил $V_2 = 82{,}8$ см³. После поглощения раствором пирогаллола O_2, образовавшегося в результате термической диссоциации меди, объем составил $V_3 = 82{,}6$ см³. Вычисления проводят следующим образом.

Разница между первоначальным объемом V и окончательным объемом V_3 представляет собой сумму CH_4 и C_2H_6 (при условии, что в пробеге нет других предельных углеводородов), см³:

$$V_{CH_4} + V_{C_2H_6} = V - V_3 = 84{,}0 - 82{,}6 = 1{,}4. \qquad (10\text{-}2)$$

Превышение объема V_1 над первоначальным объемом V соответствует сумме C_2H_6, находящегося в пробе, и O_2, выделившегося из окиси меди, см³:

$$V_{C_2H_6} + V_{O_2} = V_1 - V = 84{,}6 - 84{,}0 = 0{,}6. \qquad (10\text{-}3)$$

Определяя объем O_2 вычитанием

$$V_{O_2} = V_2 - V_3 = 82{,}8 - 82{,}6 = 0{,}2, \qquad (10\text{-}4)$$

из уравнения (10-3) находим объем C_2H_6, см³,

$$V_{C_2H_6} = 0{,}6 - 0{,}2 = 0{,}4, \qquad (10\text{-}5)$$

а пользуясь уравнением (10-2),—объем CH_4, см³,

$$V_{CH_4} = 1{,}4 - 0{,}4 = 1{,}0. \qquad (10\text{-}6)$$

Если при дожигании предельных углеводородов объем образовавшейся CO_2 превысит объем сгоревших углеводородов более чем в 2 раза, следует предположить, что в пробе газа имеются предельные углеводороды с тремя или более атомами углерода. Определить раздельно их содержание в пробе газоанализатором ВТИ не представляется возможным.

10-4. ПОГЛОТИТЕЛЬНЫЕ РАСТВОРЫ

При приготовлении *раствора едкого кали* 60—70 г химически чистого КОН растворяют в 130—140 мл дистиллированной воды. Если нет химически чистого КОН, можно пользоваться техническим. Получающемуся в последнем случае мутному раствору надо дать отстояться, после чего прозрачный раствор осторожно слить (если раствор плохо отстоялся, его можно профильтровать). Раствор КОН рекомендуется приготовлять в фарфоровой посуде, так как при растворении щелочи значительно повышается температура раствора.

Раствор КОН поглощает содержащуюся в газе CO_2 по реакции

$$2KOH + CO_2 = K_2CO_3 + H_2O.$$

1 мл приготовленного раствора может поглотить 40 мл CO_2. Если, кроме CO_2, в анализируемой смеси содержится SO_2, то одновременно протекает также реакция

$$2KOH + SO_2 = K_2SO_3 + H_2O.$$

Многократное проведение анализа с одним и тем же раствором приводит, наконец, к насыщению раствора CO_2 и выделению из него

кристаллов. При появлении налета соли на стенках поглотительного сосуда реактив следует сменить.

Бромная вода. К 40 г бромистого кали, растворенного в 200 мл воды, добавляют такое количество брома (примерно 5—6 мл), чтобы на дне поглотительного сосуда после перемешивания оставалось около 1 мл нерастворенного брома. При изменении окраски раствора и отсутствии брома на дне поглотителя бромная вода заменяется. Бромный раствор следует приготовлять обязательно под тягой. Бром присоединяется к непредельным углеводородам по месту двойной связи. Например, C_2H_4 реагирует с бромом следующим образом:

$$[CH_2{=}CH_2] + Br_2 \rightleftarrows CH_2Br{-}CH_2Br.$$

Получающийся жидкий дибромэтан переходит в поглотительный раствор.

Щелочной раствор пирогаллола. Пирогаллол — триоксибензол $C_6H_3(OH)_3$ — вещество, чрезвычайно легко окисляющееся, особенно в щелочных растворах. Щелочной раствор пирогаллола — наиболее часто применяемый поглотитель O_2. Он легко приготавливается, не отравляется другими газами, которые могут присутствовать в газовой смеси, быстро поглощает O_2; 1 мл щелочного раствора пирогаллола поглощает 8—12 мл O_2. При приготовлении реактива 35 г пирогаллола растворяют в 60 мл дистиллированной воды. Этот раствор смешивают со 120 мл 50%-ного водного раствора КОН. Чтобы избежать окисления пирогаллола во время приготовления реактива, растворы смешивают непосредственно в поглотительном сосуде. Открытую поверхность реактива в поглотительном сосуде следует тщательно предохранять от соприкосновения с воздухом, для чего сосуд с пирогаллолом соединяют резиновой трубкой с гидрозатвором. Заливать свободную поверхность раствора пирогаллола маслом не рекомендуется, так как оно проникает в сосуд и загрязняет реактив, снижая тем самым его поглотительную способность.

При работе с пирогаллоловым поглотителем необходимо руководствоваться следующим.

1. Во избежание значительной потери активности реактива температура щелочного раствора пирогаллола должна быть не ниже 15°С.

2. Так как щелочной раствор пирогаллола легко поглощает газы кислотного характера (CO_2, SO_2 и др.), последние должны быть непременно удалены из анализируемой пробы до определения O_2.

3. Во время поглощения O_2 появляется опасность выделения из реактива СО. При анализе газов, содержащих 6—8% об. O_2, образуется около 0,1% СО. При увеличении концентрации O_2 в пробе газа, а также при повышении температуры реактива образование СО заметно возрастает, что может исказить результаты дальнейшего анализа.

Суспензия закиси меди в серной кислоте с бетанафтолом. К 200 мл серной кислоты прибавляют 25 мл воды (кислоту добавляют в воду, а не наоборот). Полученный раствор охлаждают до комнатной температуры. Отвешивают 20 г закиси меди и постепенно, маленькими порциями, растирают с охлажденным раствором кислоты в фарфоровой ступке до получения жидкой кашицы. Эту кашицу сливают в склянку с притертой пробкой, куда маленькими порциями при встряхивании добавляют 6—10 г бетанафтола. Приготовленный раствор встряхивают в течение 30 мин. Применять раствор можно через 1—2 дня после приготовления. Верхний темно-коричневый слой следует слить в поглотительный сосуд, а остаток выбросить. Приготовленный раствор нужно предохранять до соприкосновения с воздухом и хранить при температуре не ниже 15°С, так как при более низкой температуре бетанафтол выпадает в осадок. При работе следует помнить, что бетанафтол — сильный яд.

Смазка для стеклянных кранов. 10 весовых частей вазелина и 4 весовых части парафина расплавляют в фарфоровой чашке. В расплавленную смесь (при температуре 120—130°С) прибавляют небольшими порциями 10 весовых частей мелко нарезанного невулканизированного каучука. После каждого добавления порции каучука смесь перемешивают до полного его растворения. Для удаления из смазки летучих паров и растворенного воздуха ее расплавляют в закрытом сосуде и выдерживают в расплавленном состоянии под вакуумом несколько часов. Затем смазке дают затвердеть без доступа воздуха.

10-5. ПОГРЕШНОСТИ ВОЛЮМОМЕТРИЧЕСКИХ ГАЗОАНАЛИЗАТОРОВ И ПУТИ ИХ УМЕНЬШЕНИЯ

Погрешность определения объемного содержания отдельных компонентов в газовой смеси посредством переносных химических газоанализаторов зависит от:

точности отсчета объема газа по шкале измерительной бюретки, а также соответствия при отсчете уровней запирающей жидкости в измерительной бюретке и напорном сосуде;

степени полноты поглощения газа реактивом;

изменения температуры газа во время анализа;

степени растворимости газа в запирающей жидкости;

правильного учета объема вредного пространства газоанализатора;

представительности пробы газа для данного сечения газохода и других факторов.

Погрешность отсчета показаний при измерении для газоанализатора типа Орса может быть принята равной

половине цены деления измерительной бюретки, т. е. $\pm 0{,}1$ см³. Для приборов системы ВТИ эта погрешность составляет $\pm 0{,}05$ см³.

Относительная погрешность, зависящая от неполноты поглощения реактивами RO_2 и O_2, принимается равной $\pm(1—1{,}5)$ %, а C_nH_m и $CO \pm 2$%.

Относительная погрешность, зависящая от недостаточной представительности пробы газа, связанная с неточным определением полей концентрации компонентов газовой смеси в газоходе котлоагрегата при различной паропроизводительности агрегата, может быть принята равной $\pm(3—3{,}5)$ %.

Суммарная относительная погрешность определения содержания любого из компонентов газовой смеси, %, может быть подсчитана по формуле

$$\sigma_X = \pm \sqrt{\left(\frac{\Delta X}{X\sqrt{n-1}}\right)^2 + \sigma^2_{X_1} + \sigma^2_{X_2} + \sigma^2_{X_3}}, \qquad (10\text{-}7)$$

где $\frac{\Delta X}{X} 100$ — относительная погрешность отсчета по шкале измерительной бюретки, %; σ_{X_1} — относительная погрешность из-за неполноты поглощения газа реактивом, %; σ_{X_2} — относительная погрешность из-за растворимости газа в запирающей жидкости газоанализатора, %; σ_{X_3} — относительная погрешность из-за недостаточной представительности пробы газа, %; n — число измерений.

Для значений $RO_2 = 10 \div 16$% в продуктах сгорания при сжигании любого вида топлива относительная погрешность газового анализа составляет примерно $\sigma_{RO_2} = \pm(3 \div 3{,}2)$ % и $\sigma_{O_2} = \pm(3{,}5 \div 3{,}7)$ %.

При соблюдении всех правил анализа допускаемые расхождения между параллельными определениями согласно ГОСТ 5439-56 не должны превышать: при анализе поглощением 0,2%, при анализе способом сжигания 0,3% (абсолютных). Если воспроизводимость результатов анализа превышает допустимое расхождение, это свидетельствует о неисправности аппарата или ошибках, допускаемых при анализе. Ниже приведены некоторые условия правильного проведения анализа на волюмометрических газоанализаторах, соблюдение которых позволит уменьшить погрешности анализа.

1. Объем газа в бюретке следует отсчитывать всегда в одних и тех же условиях. Для этого уровень поглотительного раствора следует аккуратно доводить до метки на отростке крана. Запирающая жидкость должна стекать со стенок бюретки всегда в течение одного и того же времени (2 мин). Уровень глаз наблюдающего должен совпадать с плоскостью определяемого уровня жидкости. Отсчет объема в бюретке, отключенной от гребенки, может привести к ошибке за счет разности давлений в бюретке и гребенке, которая получается при переводе газа из поглотительного сосуда в бюретку.

2. Для уменьшения погрешности анализа от изменения температуры следует пользоваться газоанализатором ВТИ в лабораторных условиях. Вблизи места установки прибора не должны находиться отопительные батареи или какие-либо другие горячие поверхности. Прибор должен устанавливаться в местах, где нет сквозняка и куда не попадают прямые солнечные лучи. При отсчете необходимо пользоваться компенсационным устройством, приводя с его помощью находящийся в бюретке объем к первоначальным температурным условиям. При повреждении или отсутствии в газоанализаторе компенсационного устройства необходимо одновременно с отсчетом объема газа записывать температуры по ртутному термометру, установленному в «водяной рубашке». При вычислении результатов анализа следует в этих случаях вводить поправку на изменение температуры. Изменением барометрического давления можно пренебречь.

3. Рекомендуется брать на анализ ровно 100 см³ исследуемого газа (с учетом вредного объема бюретки). При этом условии сокращение объема газа, полученное в результате поглощения или сжигания, равно содержанию определяемого компонента в объемных процентах.

4. Перевод газа в поглотительный сосуд и обратно следует проводить осторожно, не допуская попадания поглотительных растворов в краны и соединительную систему. При попадании раствора в систему анализ прекращают и приводят прибор в порядок. Нельзя допускать проскока («пробулькивания») пузырьков анализируемого газа через поглотительный раствор при прокачивании пробы из бюретки в поглотительный сосуд.

5. Для устранения ошибок, возникающих вследствие физического растворения газов в поглотительных растворах, данные первого анализа, выполненного со свежими растворами, следует исключить, а результаты следующих анализов принимать как правильные. На одном и том же приборе рекомендуется анализировать газы, близкие по своему составу. Когда на одном приборе анализируются газы резко различного состава, результаты каждого первого анализа газа иного состава следует исключить.

6. Ошибки за счет снижения поглотительной способности устраняются своевременной сменой растворов. Поглотительная способность растворов падает с увеличением количества поглощенного газа. Пределом работоспособности раствора считается тот момент, когда раствор не обеспечивает полноты поглощения данного компонента из анализируемой смеси.

7. Дожигание газа в петле следует проводить очень осторожно, не допуская попадания растворов или запирающей жидкости в петлю, иначе окись меди, заключенная в петле, выходит из строя.

8. После двух-трех анализов окись меди восстанавливается в медь (принимает красноватый цвет). Для окисления образовавшейся металлической меди через нагретую до 500—600°С трубку пропускают воздух или кислород в течение 15 мин.

9. Все стеклянные части прибора должны быть чистыми. Наличие смазки на стенках измерительной бюретки приводит к ошибкам в измерении объема из-за неполного стекания жидкости.

10. Необходимо следить за герметичностью как самого прибора, так и газоподводящей линии. Для проверки плотности газоподводящей линии последнюю отключают зажимом около установленной в газоходе котла газоотборной трубки, соединяют прибор трехходовым краном с газоподводящей линией и, опуская напорный сосуд, наблюдают за уровнем воды в бюретке. Понижение уровня в бюретке свидетельствует о неплотности линии. В этом случае место повреждения находят посредством проверки отдельных ее участков.

11. Следует иметь в виду, что погрешность шкалы измерительной бюретки может достигать $\pm(2—3)$ %. Поэтому перед испытаниями необходимо проверить правильность градуировки шкалы. Для тарировки бюретку устанавливают вертикально и к нижнему ее концу прикрепляют толстостенной резиновой трубкой стеклянный кран со сливным штуцером. После этого заполняют бюретку дистиллированной водой и начинают сливать ее через кран определенными порциями (до заданных отметок шкалы) в специальный сосуд. После выпуска из бюретки очередной порции воды необходимо подождать 1—2 мин, в течение которых вода стекает со стенок бюретки, а затем снова довести ее уровень до заданной отметки шкалы. Каждую выпущенную из бюретки порцию воды взвешивают с точностью до 0,01 г. По данным тарировки бюретки строится поправочный график.

12. Периодически следует проверять работу газоанализатора, проводя контрольные анализы одной и той же смеси.

ГЛАВА ОДИННАДЦАТАЯ

ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ГАЗОВОГО АНАЛИЗА

11-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Хроматография является физико-химическим методом разделения, в процессе которого разделяемые компоненты распределяются между двумя фазами. Одна из этих фаз представляет собой стационарный слой с большой поверхностью (неподвижная фаза), а другая — подвижна и фильтруется через слой неподвижной фазы. При этом происходит многократное повторение элементарных актов сорбции и десорбции.

Основными вариантами газовой хроматографии являются газоадсорбционная и газожидкостная хроматография [21, 47, 65]. Выбор наиболее эффективного способа анализа определяется характером поставленной задачи. Смеси низкокипящих веществ, которые входят в состав продуктов сгорания (H_2, CO, CH_4, O_2, N_2 и др.), легче разделяются методом адсорбционной хроматографии, в связи с чем при анализе продуктов горения именно этот метод приобретает наибольшее практическое значение. Газожидкостная хроматография является очень гибким и перспективным методом, область применения которого значительно шире. Он успешно применяется для разделения высококипящих веществ, к которым относится большинство углеводородов, и позволяет анализировать не только газообразные, но и жидкие вещества.

Дальнейшее изложение материала базируется на том, что основные элементы аппаратуры и методики проведения анализа для газоадсорбционной и газожидкостной хроматографии аналогичны. При этом следует иметь в виду, что для анализа жидких смесей могут применяться только те приборы, которые снабжены приспособлениями для испарения введенных в колонку жидкостей, а также для поддержания температуры колонки и детектора на уровне, исключающем конденсацию паров жидких компонентов анализируемой смеси. При использовании какого-либо серийно выпускаемого прибора или сборки и наладки своими силами соответствующей установки необходимо учитывать все факторы, в той или иной мере затрудняющие эффективное проведение анализа. Кроме того, при решении ряда аналитических задач, связанных с применением газовой хроматографии, не всегда удается использовать разработанные ранее методики. Правильный выбор варианта газовой хроматографии, сорбента, газа-носителя и режимных условий анализа требует от экспериментатора понимания физико-химических основ хроматографии и навыков, позволяющих найти наиболее рациональный способ для решения поставленной задачи.

На рис. 11-1 схематично изображен процесс анализа газовой смеси с применением проявительной газоадсорбционной хроматографии. Поток газа-носителя (подвижная фаза) непрерывно, с постоянной скоростью пропускается через разделительную колонку, содержащую неподвижную фазу с большой поверхностью. Проба исследуемой смеси (для простоты считаем, что в пробе содержатся компоненты *А*, *Б* и *В*) в какой-то момент времени через дозирующее устройство вводится в поток газа-носителя. Различие в физико-химических свойствах отдельных газов, входящих в состав пробы, вызывает различие в скоростях их передвижения через разделительную колонку. Первоначально зоны, занятые компонентами *А*, *Б* и *В*, взаимно перекрываются, затем по мере их продвижения вдоль разделительной колонки процесс завершается разделением компонентов на ряд отдельных полос, представляющих собой бинарные смеси каждого из компонентов с газом-носителем, разделенные между собой зонами чистого газа-носителя. Первым покидает колонку газ, имеющий наименьшие сорбционные способности, в связи с чем он первым десорбируется с поверхности сорбента, последним — газ, наиболее хорошо сорбирующийся в данной неподвижной фазе. Вследствие диффузии, конвекции и замедленного обмена между фазами каждый движущийся компонент образует концентрационный профиль, который в хорошем приближении может быть описан гауссовским законом распределения. Этот профиль фиксируется детектором в виде функции времени и представляет собой хроматографический пик.

Физические свойства газового потока, выходящего из разделительной колонки, фиксируются чувствительным малоинерционным приспособлением — детектором, позволяющим получить быструю информацию о составе дви-

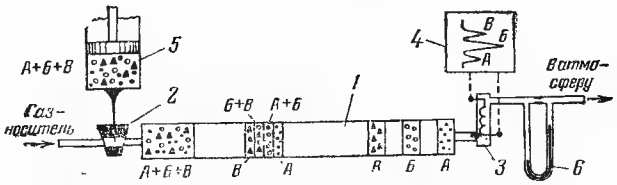


Рис. 11-1. Схематичное изображение проявительного метода хроматографического анализа газов.

А, *Б*, *В* — определяемые компоненты анализируемой смеси; *1* — разделительная колонка; *2* — устройство для введения пробы; *3* — детектор; *4* — регистрирующий или показывающий прибор; *5* — дозатор; *6* — реометр.

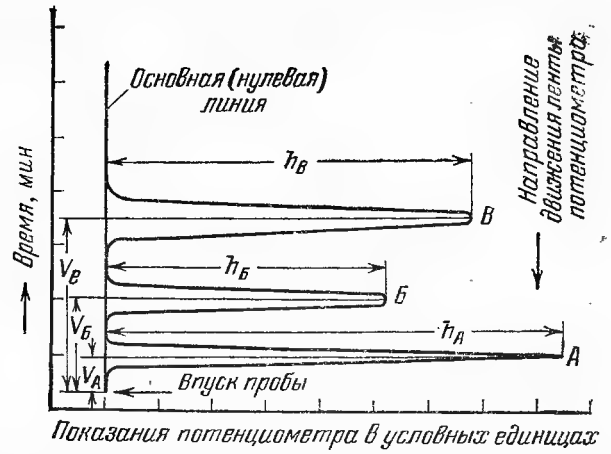


Рис. 11-2. Типичная хроматограмма смеси трех компонентов *А*, *Б* и *В*, записанная на ленте самопишущего потенциометра; $h_А$, $h_Б$, $h_В$ — высоты пиков; $V_А$, $V_Б$, $V_В$ — время или объем удерживания.

жущихся бинарных смесей, а следовательно, и о составе анализируемой смеси вообще. Сигнал детектора регистрируется прибором, включенным в измерительную схему. Кривая зависимости сигнала детектора от времени или от объема газа-носителя, пропущенного через колонку, называется хроматограммой. Выход компонентов фиксируется на ней в виде пиков, расположенных на основной (нулевой) линии, представляющей собой регистрацию сигнала детектора во время выхода из колонки чистого газа-носителя (рис. 11-2). Такая хроматограмма является источником качественной и количественной информации об анализируемой смеси.

Качественный анализ основан на постоянстве времени выхода каждого компонента из разделительной колонки. На хроматограмме — это расстояние от момента ввода пробы до максимума пика (время или объем удерживания), выраженное в минутах или в кубических сантиметрах. При данных условиях анализа каждому компоненту смеси соответствует свое время удерживания. Количественный анализ основан на измерении высот h (или площадей F) пиков. Зависимость высоты (или площади) пика от концентрации, а также время выхода отдельных компонентов устанавливаются с помощью предварительной калибровки хроматографа, проводимой по искусственно приготовленным контрольным смесям или по чистым газам. Таким образом, процесс анализа распадается на две последовательные операции: разделение анализируемой смеси на компоненты и собственно анализ (количественный и качественный).

11-2. РАЗДЕЛИТЕЛЬНАЯ КОЛОНКА

Процесс разделения смеси осуществляется в разделительной колонке, которая является основным элементом хроматографа. Кроме правильного выбора неподвижной фазы, которой заполняется разделительная колонка, важными факторами, определяющими эффективность анализа, являются геометрические размеры колонки, материал, из которого она изготовлена и метод заполнения.

К материалу колонки предъявляются требования химической стойкости и отсутствия каталитической активности по отношению к сорбенту и компонентам разделяемой смеси. В соответствии с ГОСТ 16285-70 колонки должны изготавливаться из нержавеющей стали. Получили распространение также колонки из стекла, меди, алюминия и фторопласта. Металлические трубки очень удобны для изготовления длинных колонок небольшого диаметра, работающих при повышенных температурах, их легко термостатировать. Однако применение металлических трубок исключается, если есть вероятность химического взаимодействия металла с газами или с сорбентом. Так, трубки из меди непригодны для анализа смесей, содержащих ацетилен, а из алюминия — если неподвижной фазой служат молекулярные сита. Перед заполнением сорбентом металлические трубки должны быть тщательно очищены от грязи и окислов, для чего применяются механическая очистка, промывка соляной кислотой и органическими растворами. Трубки из фторопласта удобно применять, если анализ проводится при комнатной температуре. При подборе оптимальной длины колонки применение этого материала облегчает задачу экспериментатора: можно последовательно отрезать от трубки куски, заполненные сорбентом, изменяя тем самым длину сорбционного слоя. Иногда используют полихлорвиниловые трубки; однако от этого следует предостеречь, так как полихлорвинил отравляюще действует на некоторые сорбенты, ухудшая их разделительную способность.

Длина колонки — это основной параметр, изменяя который, можно влиять на ее разделительную способность. Число теоретических тарелок n пропорционально длине колонки l и связано с высотой теоретической тарелки H зависимостью $n=l:H$. Однако это соотношение выполняется лишь в определенных условиях. Как правило, при удлинении колонки высота теоретической тарелки зависит от соотношения давления на входе и выходе колонки и от скорости потока газа-носителя. Поэтому нельзя бесконечно увеличивать разделительную способность колонки путем увеличения ее длины. К тому же значительное удлинение колонки требует повышенного избыточного давления газа-носителя для создания необходимой скорости потока, что усложняет работу хроматографа в целом. Учитывая, что удерживаемый объем компонента пропорцио-

нален длине разделительной колонки, продолжительность анализа в зависимости от длины колонки изменяется по линейному закону. Поэтому, принимая во внимание время проведения анализа, не всегда стремятся достигнуть максимальной разделительной способности путем удлинения хроматографической колонки.

При анализе легких газов в большинстве случаев применяются колонки длиной до 3 м, однако при хорошем разделении всех компонентов газы, имеющие наибольший объем удерживания на данном сорбенте, выходят из колонки широкими пиками небольшой высоты. Это снижает чувствительность их определения и увеличивает время анализа. Иногда делают разделительную колонку из двух частей с промежуточным дозатором, который располагается перед коротким участком колонки. Когда проба вводится в основной дозатор, установленный по ходу газа-носителя первым, эффективной длиной колонки является длина обеих частей; при этом на хроматограмме фиксируются все разделенные компоненты смеси. При введении пробы в промежуточный дозатор эффективной длиной колонки является ее короткий участок. Плохо сорбирующиеся газы при этом выходят из колонки общим пиком, а время выхода хорошо сорбирующихся компонентов значительно сокращается и чувствительность их определения возрастает. Такая конструкция разделительной колонки использована в хроматографе «Газохром-3101» для определения CO_2.

Внутренний диаметр разделительной колонки в большинстве случаев принимается 2—5 мм. Увеличение диаметра колонки влечет за собой увеличение ширины пика, регистрируемого на хроматограмме, и уменьшение его высоты. Применение колонки диаметром свыше 5 мм считается нерациональным, так как при этом происходит заметное ухудшение ее работы. Уменьшение диаметра колонки вызывает уменьшение наиболее выгодного объема пробы, а также увеличивает чувствительность анализа. Однако чрезмерное уменьшение диаметра (менее 2 мм) увеличивает сопротивление колонки и ухудшает процесс разделения.

Конструктивно разделительные колонки выполняются прямыми, U-образными и спиральными. Поскольку разделительные колонки в большинстве случаев помещают в термостат, они должны быть компактными. Наиболее удобны U-образные трубки, легко заполняемые неподвижной фазой и более компактные, чем прямые. При необходимости иметь колонки большой длины отдельные секции U-образных трубок соединяются между собой коленами из трубок того же диаметра, что и колонка, также заполненными сорбентом, причем мерт-

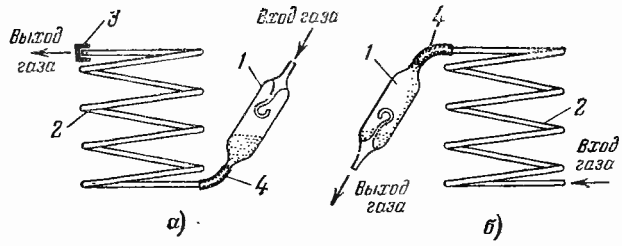


Рис. 11-3. Заполнение разделительной колонки сорбентом (*а*) и удаление сорбента из колонки (*б*) с помощью уловительной груши.

1 — стеклянная груша-уловитель; *2* — разделительная колонка; *3* — металлическая сетка; *4* — соединительная каучуковая трубка.

вое пространство, образуемое этими соединениями, должно быть минимальным. Длинным колонкам удобно придавать форму спирали, диаметр которой должен быть не менее 150—250 мм.

Для заполнения спиральных колонок без их предварительного выпрямления удобно пользоваться стеклянной грушей-уловителем (рис. 11-3). Груша-уловитель, предварительно заполненная навеской сорбента, соответствующей объему разделительной колонки, присоединяется к нижнему концу последней. В свободный конец груши подается газ-носитель под давлением 1—1,5 кгс/см². Верхний конец разделительной колонки закрывается мелкой металлической сеткой, препятствующей проскакиванию сорбента из колонки. При заполнении колонки (рис. 11-3,*а*) грушу держат наклонно, слегка ее встряхивают и постукивают по колонке. Во избежание несчастного случая, вызванного повреждением стеклянной груши, во время подачи газа грушу следует поместить в чехол или обернуть куском ткани. После того как весь сорбент переместится из груши в разделительную колонку, следует медленно снизить давление газа, отсоединить шланг, соединяющий грушу с газовой линией, и только после этого осторожно отсоединить грушу от колонки. Этим исключается возможность выброса сорбента из разделительной колонки. Аналогично производят и удаление сорбента из колонки; при этом грушу к колонке присоединяют по схеме, показанной на рис. 11-3,*б*. После того как сорбент удален из колонки, проверяют, не осталось ли в колонке «пробки». Для этого в колонку помещают шарик и подают в нее газ. Если «пробки» нет, шарик без задержки пройдет в противоположный конец колонки. Прямые и U-образные колонки заполняются сорбентом через воронку при легком постукивании по колонке. Качество набивки контролируется по объемной массе сорбента, исходя из его массы и объема трубки.

Выбор неподвижной фазы является наиболее ответственной частью хроматографиче-

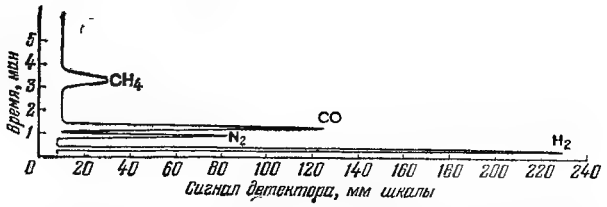


Рис. 11-4. Хроматограмма продуктов неполного горения. Хроматограф «Газохром-3101», сорбент — активированный уголь АГ-3, газ-носитель — воздух с расходом 80 см³/мин, температура комнатная.

ского анализа и осуществляется в зависимости от природы веществ, которые подлежат разделению. При анализе продуктов горения и газообразного топлива наиболее часто используются следующие неподвижные фазы. Для анализа легких газов в качестве адсорбента часто применяют активированные угли следующих марок: СКТ, АГ-2, АГ-3, КАД, БАУ и другие*. Эти угли позволяют разделять смеси газов, состоящие из H_2, (N_2+O_2), CO, CH_4 и CO_2, которые обычно входят в состав продуктов горения. Очередность выхода указанных компонентов соответствует порядку перечисления. На рис. 11-4 в качестве примера приведена хроматограмма, полученная при анализе продуктов неполного горения на хроматографе «Газохром-3101», с использованием активированного угля АГ-3 на газе-носителе — воздухе.

Кислород, азот и аргон на активированном угле разделить трудно — для этого надо применять очень длинные колонки. Изменяя температурные условия, при которых происходит процесс адсорбции и десорбции, с помощью активированного угля можно выделить и легкие углеводородные газы. Порядок выхода углеводородов из колонки соответствует последовательности температур их кипения (CH_4, C_2H_2, C_2H_4, C_2H_6 и C_3H_8). На рис. 11-5 приведена хроматограмма, иллюстрирующая анализ углеводородных газов на угле марки СКТ при температуре колонки 228°С. При определенных условиях анализа на активированном угле можно разделить также смесь окислов азота. Пример такой хроматограммы при использовании гелия в качестве газа-носителя приведен на рис. 11-6.

Поскольку уголь хорошо поглощает влагу и во влажной среде может быстро дезактивироваться, то для каждой марки угля существует свой оптимальный режим сушки. Так, уголь марки АГ-3 рекомендуется сушить при 180—200°С в течение не менее 2—3 ч, уголь марки КАД сушат 3—4 ч при температуре

* В настоящее время отечественная промышленность выпускает наборы активированных углей для хроматографии.

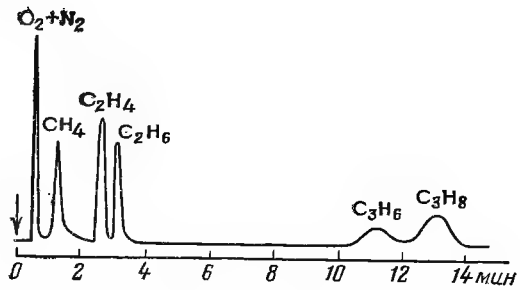


Рис. 11-5. Хроматограмма смеси углеводородов при 228°С на колонке с активированным углем СКТ; длина 2 м; $d_{вн}$=5 мм, газ-носитель — гелий с расходом 60 см³/мин.

300°С. Охлаждают уголь в эксикаторе, после чего быстро засыпают в колонку.

Разделительная способность колонки зависит также от размеров отдельных частиц адсорбента. Обычно применяется активированный уголь с размером частиц 0,2—0,8 мм. Увеличение размеров частиц снижает разделительную способность колонки, так как при

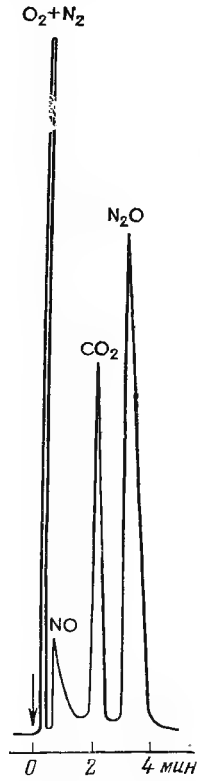


Рис. 11-6.

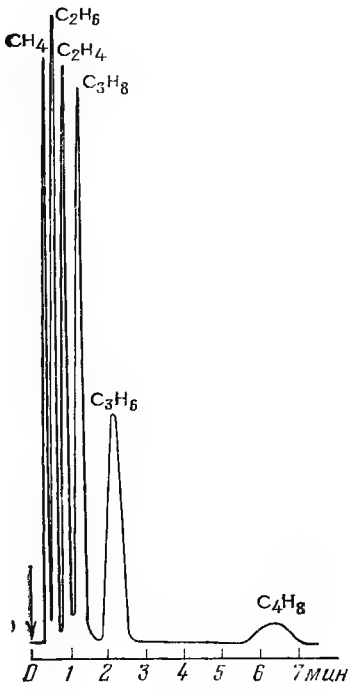


Рис. 11-7.

Рис. 11-6. Хроматограмма смеси газов при 70°С на колонке с активированным углем СКТ; длина 2 м, $d_{вн}$=3 мм; газ-носитель — гелий с расходом 60 см³/мин.

Рис. 11-7. Хроматограмма смеси углеводородов. Хроматограф «Союз», сорбент — силикагель ШСК, газ-носитель — воздух с расходом 80 см³/мин, температура комнатная. Длина колонки 1 м, $d_{вн}$=3 мм.

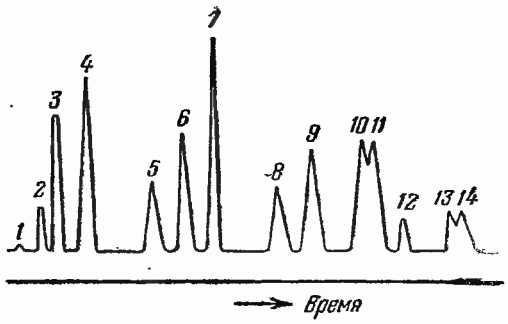


Рис. 11-8. Хроматограмма, полученная на колонке с силикагелем (программирование температуры от 5 до 150°С).

1 — водород; *2* — воздух; *3* — окись углерода; *4* — метан; *5* — этан; *6* — двуокись углерода; *7* — этилен; *8* — пропан; *9* — ацетилен; *10* — пропилен; *11* — изобутан; *12* — *н*-бутан; *13* — изобутан+ +цис-бутан-2; *14* — дивинил.

этом уменьшается суммарная активная поверхность адсорбента. Использование адсорбента с размерами частиц меньше 0,2 мм не улучшает процесс разделения, а вызывает излишнее сопротивление колонки, которое в свою очередь ограничивает ее длину. Положительно влияет на эффект разделения однородность фракционного состава адсорбента. В колонках небольшого диаметра (3—5 мм) применяются обычно фракции угля 0,25—0,5 или 0,6—0,8 мм.

К числу распространенных адсорбентов относятся силикагели, которые применяются в основном для разделения легких углеводородных газов. При этом непредельные углеводороды десорбируются, как правило, позднее предельных углеводородов. Силикагели

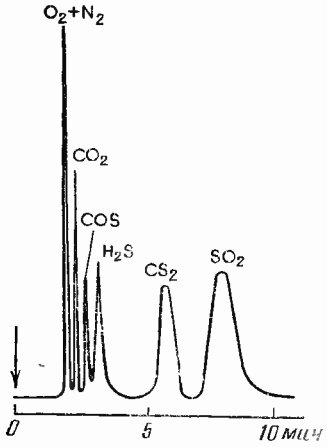


Рис. 11-9.

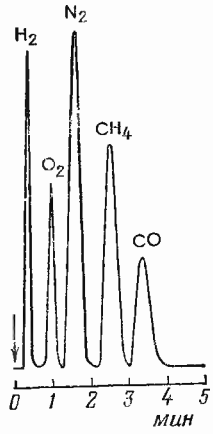


Рис. 11-10.

Рис. 11-9. Хроматограмма смеси газов при 100°С на колонке длиной 0,3 м с силикагелем. Газ-носитель — гелий с расходом 40 см³/мин.

Рис. 11-10 Хроматограмма, полученная на колонке с молекулярными ситами CaX, обезвоженными при температуре 300°С. Хроматограф «Газохром-3101», газ-носитель— аргон с расходом 80 см³/мин, температура комнатная, длина колонки 3 м, $d_{вн}$=3 мм.

различают по размеру пор: крупнозернистые — ШСК, МСК, КСК с удельной поверхностью 210—350 м²/г и диаметром пор 120—150 Å, мелкопористые КСМ и ШСМ с удельной поверхностью 700—900 м²/г и диаметром пор 10—20 Å и др. С уменьшением диаметра пор и увеличением удельной поверхности силикагелей разделение компонентов улучшается. Пример хроматограммы смеси углеводородных газов на силикагеле, полученной на хроматографе «Союз» при комнатной температуре колонки, показан на рис. 11-7. При увеличении температуры разделительной колонки силикагель позволяет провести разделение более сложных смесей. Такая хроматограмма в качестве примера приведена на рис. 11-8. При анализе продуктов горения силикагель часто используют для определения CO_2. На короткой колонке можно добиться полного отделения CO_2 от других газов, выходящих общим пиком. Время анализа при этом 1—2 мин.

Имеется также возможность разделения на силикагеле смеси двуокиси углерода, сероокиси углерода, сероуглерода и двуокиси серы (рис. 11-9) при температуре колонки 100°С. При анализе смесей, содержащих закись азота, следует иметь в виду, что на силикагеле N_2O и CO_2 не разделяются.

Другой адсорбент для разделения углеводородов — активированная окись алюминия Al_2O_3 (алюмогель). Как и силикагели, окись алюминия является полярным сорбентом и вследствие наличия поверхностных гидроксильных групп проявляет склонность к образованию водородных связей и взаимодействию с непредельными углеводородами. Поэтому порядок выхода углеводородов из колонки такой же, как у силикагелей.

В газоадсорбционной хроматографии все шире применяются молекулярные сита, в качестве которых используются мелкие пористые кристаллы синтетических цеолитов. Поры этих кристаллов имеют размеры, близкие к величине молекул. Молекулы веществ, которые по своим размерам могут войти в эти поры, адсорбируются в кристаллах цеолитов, а более крупные молекулы проходят мимо пор. В практике используются молекулярные сита NaA (4A), CaA (5A), CaX (10X) и NaX (13X), диаметр пор которых составляет соответственно 4, 5, 10 и 13 Å. Основное достоинство молекулярных сит как адсорбента заключается в возможности полного разделения O_2 и N_2, что представляет большие трудности при использовании других адсорбентов. На цеолитах типов CaA, CaX и NaX хорошо разделяются смеси, содержащие H_2, O_2, N_2, CH_4 и CO. На рис. 11-10 показана хроматограмма смеси

этих газов, полученная при комнатной температуре на хроматографе «Газохром-3101» с использованием аргона в качестве газа-носителя.

Двуокись углерода сильно адсорбируется молекулярными ситами и при комнатной температуре ее десорбция практически не происходит. Можно добиться выделения CO_2 из колонки только при температурах выше 150°С. Поэтому при использовании цеолитов для анализа продуктов горения с целью обеспечения стабильной работы колонки необходимо тщательно удалять из пробы CO_2. Газы с полярными молекулами, такие, как H_2S, NH_3, SO_2, NO_2 и другие, адсорбируются на цеолитах очень сильно, в связи с чем цеолиты широко используются для их удаления из газовых смесей. Углеводородные газы также можно разделить на цеолитах, но при температуре колонки выше 100°С.

Молекулярные сита активно поглощают влагу, в связи с чем цеолиты часто используют как осушители. Однако их увлажнение влияет на удерживаемые объемы. Поэтому для стабильной работы колонки с молекулярными ситами необходимо тщательно удалять влагу из анализируемого газа и газа-носителя. Перед наполнением колонки молекулярные сита необходимо тщательно высушить. В литературе встречаются разные рекомендации относительно температуры обезвоживания цеолитов (от 300 до 500°С). Отмечается, что при более высоких температурах происходит разрушение их кристаллической структуры. Иногда для сокращения времени анализа рекомендуется использовать несколько увлажненные цеолиты.

Следует обратить внимание на то, что температурный режим анализа и термической обработки цеолитов влияет не только на качество разделения тех или иных компонентов, но может изменить и порядок выхода компонентов. Так, наблюдалась перемена порядка выхода CH_4 и CO при комнатной температуре анализа на молекулярных ситах 13Х в случае различной их термической обработки: при обезвоживании цеолита при температуре 300°С порядок выхода компонентов соответствует приведенному на рис. 11-10, а при режиме сушки 180—200°С окись углерода десорбируется перед метаном.

Следует отметить также способность молекулярных сит взаимодействовать с кислотами и алюминием, в связи с чем нельзя применять для изготовления колонок алюминиевые трубки, а также трубки из полихлорвинила.

Среди новых направлений в развитии газоадсорбционной хроматографии, обусловливающих расширение ее аналитических возможностей, следует отметить применение пористых полимерных сорбентов. В настоящее время начинают применять пористые материалы на основе сополимеров стирола, этилстирола и дивинилбензола. Имеющиеся в литературе данные о применении пористых полимеров в хроматографии говорят о широких возможностях их использования для анализа продуктов горения. На пористых полимерных сорбентах хорошо разделяются H_2, CO, O_2, N_2, Ar, CO_2, окислы азота, газообразные соединения серы и другие газы. Метан и другие углеводородные газы удерживаются сильнее постоянных газов. Их можно разделить при комнатной и более высоких температурах.

В газожидкостной хроматографии подвижной фазой является жидкость, нанесенная на твердый носитель. Правильный ее выбор в основном определяет успех разделения анализируемой смеси веществ. К жидкостям, применяемым в качестве неподвижной фазы, предъявляются довольно жесткие требования: полная химическая инертность по отношению к компонентам разделяемой смеси и к твердому носителю, малая вязкость, незначительная летучесть, высокая селективность, термическая устойчивость. Необходимо также, чтобы неподвижная фаза прочно удерживалась на поверхности выбранного твердого носителя, в качестве которого обычно применяют материал с развитой макропористостью и достаточно малой микропористостью. В противном случае может происходить адсорбция анализируемых соединений поверхностью твердого носителя, что приведет к асимметричности пика и ухудшению качества разделения. Носитель должен быть химически инертным по отношению к анализируемым веществам и не должен обладать каталитической активностью. Размеры зерен должны обеспечить достаточно развитую поверхность, хороший доступ газа-носителя и минимальное сопротивление колонки (обычно применяются фракции 0,25—0,5 мм).

Для равномерного нанесения жидкой фазы на твердый носитель определенное количество жидкости (обычно в пределах 10—30% массы носителя) растворяют в подходящем растворителе, например ацетоне, пентане или дихлорметане. Подготовленная навеска твердого носителя (просушенная и измельченная) тщательно пропитывается полученным раствором. Растворитель затем испаряется самопроизвольно или с помощью слабого нагревания. При этом необходимо осторожно перемешивать смесь. Остатки летучего растворителя могут быть удалены под вакуумом. Пропитанный готовый сорбент взвешивается с целью проверки количества нанесенной жидкой фазы и снова просеивается для удаления пыли, которая могла образоваться во время приготовления. Полученный сорбент внешне не отличается от носителя без жидкой фазы, поэтому его следует хранить в плотно закрытых склянках с соответствующей надписью.

11-3. ДЕТЕКТОРЫ

Детектор является неотъемлемой и очень ответственной частью хроматографического газоанализатора. От характеристики детектора зависят ассортимент доступных для анализа газов, точность и чувствительность всей установки, время, затрачиваемое на проведение анализа, оптимальный объем пробы, режим анализа и др.

Для детектирования используются самые разнообразные методы измерения [21]. Известно несколько классификаций детекторов. Согласно наиболее распространенной классификации детекторы делят на интегральные и дифференциальные. Интегральные детекторы фиксируют суммарное изменение какого-либо свойства, происшедшее с начала измерения. К ним относятся нитрометр Янака, а также детекторы, основанные на титровании. Дифференциальные детекторы регистрируют свойство в момент измерения. Их подразделяют на концентрационные и потоковые. Первые показывают концентрацию (например, катарометр и плотномер), а последние — произведение концентрации на скорость, т. е. поток вещества (например, пламенный и пламенно-ионизационный детектор). Такая классификация содержит элемент условности, так как в зависимости от скорости потока любой детектор практически может работать на обоих режимах.

При анализе продуктов горения наиболее часто применяются катарометры и термохимические детекторы.

Катарометр (термокондуктометрический детектор) основан на изменении электрического сопротивления проводника в зависимости от теплопроводности окружающей среды. Благодаря простоте изготовления и надежности в работе такими детекторами комплектуется большинство выпускаемых хроматографов как в СССР, так и за рубежом.

На рис. 11-11 представлен один из вариантов принципиальной схемы детектора, работающего по принципу теплопроводности. Здесь сопротивления R_1 и R_3, расположенные в рабочей камере (ячейке) детектора, являются активными плечами измерительного моста, на который подается постоянное напряжение. Через рабочую камеру протекает газ, выходящий из разделительной колонки. Сопротивления R_2 и R_4 — сравнительные плечи моста — находятся в камере, через которую протекает чистый газ-носитель (сравнительная камера). Плечи моста нагреваются до определенной температуры. Для поддержания постоянного напряжения питания служит регулировочное сопротивление $R_р$, выполненное в виде реостата. В измерительную диагональ моста включен измерительный прибор, который может быть показывающим или регистрирующим. Когда через обе камеры детектора протекает с определенной скоростью поток газа-носителя, мост электрически уравновешивается и выходной сигнал его равен нулю. Дополнительное переменное сопротивление R_0 позволяет скорректировать положение нулевой линии на хроматограмме. При появлении в потоке газа-носителя компонента, имеющего в смеси с газом-носителем теплопроводность, отличную от теплопроводности чистого газа-носителя, изменяются условия теплопередачи от чувствительных элементов R_1 и R_3 к газовому потоку и стенкам рабочей камеры. Благодаря этому изменяется их температура и, следовательно, электрическое сопротивление. В результате электрическое равновесие моста нарушается и в измерительной диагонали моста возникает ток, который и регистрируется в виде сигнала детектора.

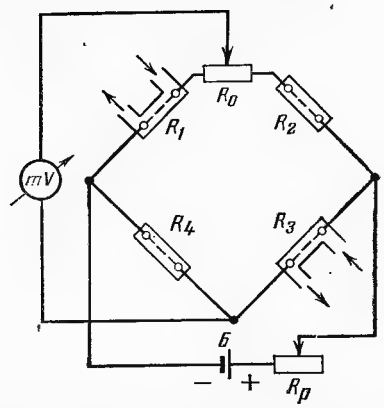


Рис. 11-11. Электрическая схема детектора, работающего по принципу изменения теплопроводности (катарометра).

В качестве чувствительных элементов катарометра применяются металлические нити из платины, вольфрама, сплава платины с родием или полупроводниковые сопротивления — термисторы. Чем больше сопротивление чувствительного элемента, тем выше чувствительность катарометра. Однако с ростом сопротивления увеличиваются также шумы — кратковременная нестабильность нулевой линии, ограничивающая надежность слабых сигналов. Практические размеры металлической нити определяются ее прочностью и легкостью монтажа. По форме чувствительные элементы выполняются в виде натянутой нити, спирали и биспирали. Иногда им придают U-образную форму. Для прямых или спиральных элементов обычно применяют проволоку от 0,025 до 0,125 мм. Термисторы имеют преимущества перед нитями: меньшие размеры, значительно большие сопротивления и температурный коэффициент сопротивления. Однако инерционность термистора больше, чем металлической нити. С этим приходится считаться, так как в хроматографии время реакции детектора на изменение состава смеси является важным условием эффективности проведения анализа. Термисторные шарики состоят обычно из спекшейся смеси окисей марганца, кобальта и никеля с добавкой некоторых микроэлементов, обеспечивающих получение желаемых электрических характеристик. Для того чтобы сделать шарик инертным к окружающей среде, его покрывают тонким слоем стекла. Для уменьшения инерционности такого элемента принято применять шарики очень малого размера (до 0,5 мм).

Камеры бывают проточными, диффузионными и проточно-диффузионными (рис. 11-12). В проточной камере весь газовый поток соприкасается с чувствительным элементом. Детекторы с проточными камерами имеют большую чувствительность и меньшую инерционность, но они наиболее чувствительны к колебаниям потока газа-носителя. В камерах диффузионного типа газовый поток проходит мимо чувствительного элемента; через специальный канал происходит диффузия газовой смеси к элементу. Эти детекторы отличаются небольшой чувствительностью к колебаниям потока газа-носителя, но имеют значительную инерционность. Постоянная времени здесь зависит от длины и диаметра диффузионного

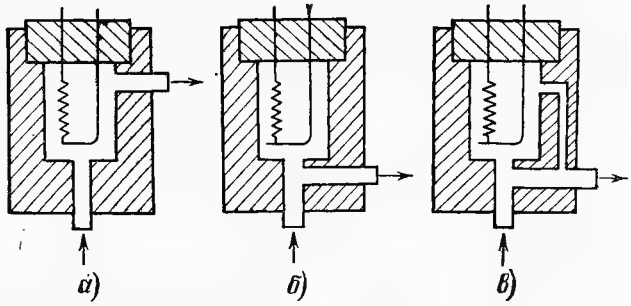


Рис. 11-12. Схема камер катарометров.
а — проточная; *б* — диффузионная; *в* — проточно-диффузионная.

пути, от коэффициента диффузии газовой смеси при температуре и давлении в камере и от объема системы от конца колонки до диффузионного отверстия. Проточно-диффузионная камера является промежуточной между проточной и диффузионной.

В качестве газа-носителя в приборах, оснащенных катарометрами, можно использовать различные газы — He, Ar, N_2, H_2 и др. Наибольшую чувствительность можно получить, применяя газы с большим коэффициентом теплопроводности (H_2 и He). Кроме большого сигнала за счет различия в теплопроводности газа-носителя и анализируемых компонентов эти газы для поддержания заданной температуры чувствительных элементов требуют увеличения тока накала, что также способствует увеличению чувствительности прибора.

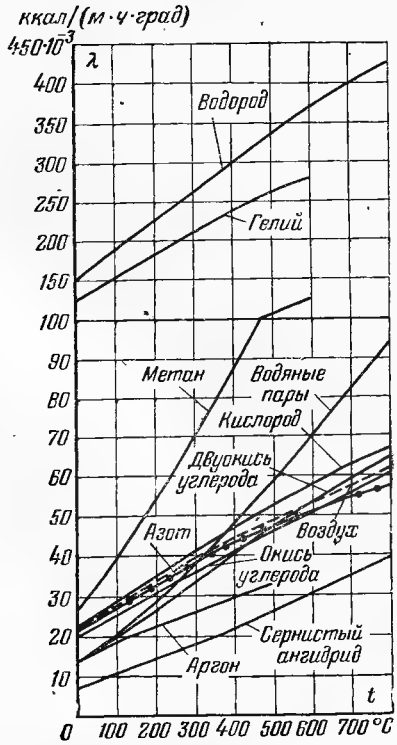


Рис. 11-13. Зависимость коэффициента теплопроводности некоторых газов от температуры.

В зависимости от соотношения теплопроводностей газа-носителя и определяемого компонента пики могут располагаться по обе стороны от нулевой линии. На рис. 11-13 показана зависимость коэффициента теплопроводности некоторых газов от температуры, из которой видно, что при работе с He в качестве газа-носителя H_2 дает отрицательный пик, так как его теплопроводность выше, чем He, и за счет более интенсивного охлаждения чувствительного элемента его температура понижается. Все остальные газы дадут положительный пик. При использовании в качестве газа-носителя Ar отрицательные пики будут у H_2, CH_4, O_2, He и др.

Катарометры применяются для анализа газоообразного топлива и для определения в продуктах горения негорючих газов — O_2, CO_2, N_2. Горючие компоненты в продуктах горения при использовании катарометра не могут быть определены с требуемой чувствительностью. Так, пороговая чувствительность отечественного хроматографа ХТ-8, оснащенного катарометром типа Г-26, по CO и CH_4 составляет только 0,1% об.

Термохимический детектор основан на измерении теплового эффекта каталитического сжигания горючих компонентов анализируемой смеси на поверхности чувствительного элемента и является промежуточным между концентрационным и потоковым; как концентрационный он работает лишь при сравнительно высоких скоростях потока. Поскольку тепловой эффект сгорания достаточно велик и несоизмерим с эффектом теплопроводности, термохимические детекторы отличаются более высокой чувствительностью, чем катарометры; они позволяют определять содержание горючих компонентов в смеси 10^{-3}—10^{-4} % об. Такая высокая чувствительность обеспечила термохимическому детектору широкое распространение при анализе продуктов горения, газообразного топлива и других смесей.

Конструктивно термохимические детекторы выполняются аналогично катарометрам. В качестве чувствительного элемента применяется платиновая нить диаметром 0,05 мм (хроматографы ГСТ-Л, ХТ-2М, ХТХГ и др.), которая одновременно выполняет две функции — катализатора реакции горения и термометра сопротивления, передающего сигнал изменения температуры элемента вследствие реакции горения. Элемент из платиновой проволоки обычно изготовляется в виде спирали сопротивлением 0,6—1,0 Ом и нагревается до рабочей температуры 700—800°C. Газом-носителем служит воздух. Негорючие газы, содержащиеся в анализируемой смеси, также могут быть определены с помощью термохимического детектора — в этом случае детектор работает как катарометр.

Сигнал термохимического детектора зависит в основном от теплового эффекта сгорания и полноты горения компонента. Если компонент смеси сгорает на платиновой нити полностью, то чувствительность и воспроизводимость показаний будут выше, чем для случая неполного горения. Соответственно и требования к стабиль-

ности температурного режима могут быть снижены.

Характерно, что после некоторого периода работы платиновые элементы теряют свою активность, что вызывает необходимость частых калибровок прибора и периодической замены чувствительных элементов. Для восстановления каталитической активности производят активацию, пропуская через рабочую камеру детектора воздух (или кислород) в течение 20—30 мин при температуре элемента, превышающей рабочую. Иногда активацию производят путем сжигания на платиновой нити паров этилового спирта или четырехпроцентной смеси метана с воздухом.

Нестабильность показаний является основным и серьезным недостатком термохимических детекторов с платиновыми нитями. Однако их простота, высокая чувствительность по горючим компонентам и возможность использования воздуха в качестве газа-носителя являются важными преимуществами, благодаря чему термохимические детекторы часто применяются в хроматографах переносного типа.

Низкотемпературный термохимический детектор — наиболее интересный вариант термохимических детекторов, в котором отсутствуют недостатки детекторов с платиновой нитью. В последнее время этот детектор получает широкое распространение в хроматографах, разрабатываемых специально для анализа продуктов горения.

Низкотемпературные чувствительные элементы каталитического горения разработаны Институтом горного дела им. А. А. Скочинского для метаномеров — приборов переносного типа, предназначенных для определения метана в рудничной атмосфере. Достоинства этих элементов заключаются в том, что функции катализатора и термометра сопротивления в них полностью разделены и выполняются разными устройствами. Термометром сопротивления является платиновая спираль, «замурованная» в слой твердого носителя, выполненного в виде шарика (рис. 11-14). Снижение температуры рабочего элемента достигается за счет несоизмеримого увеличения контактирующей поверхности элемента путем нанесения платинопалладиевого катализатора на широкоразветвленную поверхность шарообразного носителя из окиси алюминия. Реакция горения на таком катализаторе идет полностью при более низких температурах, чем в детекторах с платиновой нитью, что обеспечивает стабильную работу хроматографа при высокой чувствительности и полностью исключает возможность перегорания чувствительных элементов.

Низкотемпературные чувствительные элементы использованы в комбинированном детекторе хроматографа «Газохром-3101» [2]. Детектор содержит рабочий и сравнительный элементы, помещенные в самостоятельные ячейки, через которые независимо друг от друга протекают два потока газа-носителя. Оба элемента включены в неравновесный мост постоянного тока, питаемый стабилизированным напряжением, и нагреваются до заданной температуры. При определении в анализируемой смеси углеводородов начальная температура нагрева элементов составляет 450—500°С.

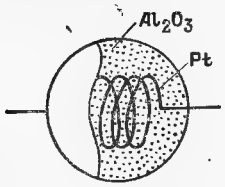


Рис. 11-14. Низкотемпературный чувствительный элемент.

11-4. ПРОБА ГАЗА И ЕЕ ВВЕДЕНИЕ В КОЛОНКУ

Эффект разделения смеси и количественного определения компонентов в значительной степени зависит от объема пробы, вводимой в разделительную колонку. Нижний предел объема пробы ограничивается только чувствительностью прибора: количество вводимого вещества должно быть достаточным для получения необходимого сигнала детектора. Верхний предел объема пробы ограничивается условиями разделения в колонке. Увеличение объема пробы приводит к возрастанию не только высоты, но и ширины пиков, что вызывает их взаимное перекрытие (перегрузку колонки). Поэтому максимальный объем пробы выбирают так, чтобы сохранялась четкость разделения смеси. Для каждой колонки существует свой максимальный объем пробы, при котором еще достигается необходимый эффект разделения. В большинстве хроматографов, применяемых для анализа газовых смесей, оптимальный объем пробы находится в пределах до 20 см³.

Метод введения образца исследуемого газа в колонку оказывает большое влияние на процесс разделения и точность анализа. Неправильное введение пробы может служить источником значительных ошибок.

Введение пробы в колонку (дозирование) осуществляют с помощью специального устройства — дозатора. При этом должно обеспечиваться выполнение следующих требований.

1. Пробу надо вводить без прекращения потока газа-носителя; в противном случае нарушаются условия теплового равновесия в системе, созданные перед началом анализа, что влечет за собой смещение нулевой линии в процессе самого анализа.

2. Образец надо вводить в колонку как можно быстрее для предупреждения ухудшения разделения смеси на компоненты за счет разбавления ее газом-носителем. Если пробу в колонку ввести неодновременно, то полученная хроматограмма будет представлять собой результат наложения ряда отдельных хроматограмм. Идеальным считается такое введение пробы, при котором она занимает минимальный объем на начальном участке колонки.

3. Условия введения пробы должны обеспечивать хорошую воспроизводимость при повторных анализах одной и той же смеси.

4. Материал дозатора не должен сорбировать анализируемые вещества или химически с ними реагировать.

Известны различные варианты техники дозирования и конструкций дозирующих устройств. Универсального дозатора не существует; напротив, для различных видов проб часто имеется несколько возможностей дози-

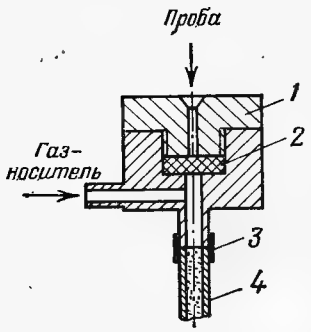


Рис. 11-15. Дозирующее устройство для введения пробы шприцем.

1 — крышка с направляющим отверстием; *2* — резиновая мембрана; *3* — соединительная трубка; *4* — разделительная колонка.

рования, из которых следует выбрать наиболее подходящую.

В хроматографах лабораторного типа в качестве дозаторов чаще всего используют шприцы. Можно использовать медицинские или специальные шприцы, снабженные устройством, позволяющим с помощью микровинта регулировать ход поршня, а следовательно, и отмеряемый объем пробы. Для введения пробы шприцем используется резиновая мембрана, которая с помощью специального уплотнительного устройства (рис. 11-15) соединяется с разделительной колонкой. В качестве мембраны часто применяют пробки от флаконов с пенициллином. Эти устройства для введения пробы необходимо устанавливать как можно ближе к разделительной колонке с тем, чтобы проба мгновенно попадала на сорбент. Резиновые мембраны можно использовать до 50—100 раз, после чего они обычно теряют герметичность. Если используются толстые иглы, герметичность дозирующего устройства нарушается значительно быстрее.

Метод введения пробы шприцем дает хорошо воспроизводимые результаты (до ±1,5%), однако требует определенных навыков при работе. Так, необходимо пробу, отобранную в полость шприца, обязательно приводить к атмосферному давлению, для чего следует отбирать газ немного более положенного объема, а затем медленным продвижением поршня выталкивать избыток газа в атмосферу. Исследуемый газ, находящийся в аспираторе, из которого шприцем отбирается проба, должен иметь некоторое избыточное давление. Если это условие не соблюдается и проба отбирается из пространства, находящегося под разрежением, то происходит мгновенное ее разбавление воздухом в момент, когда иглу шприца извлекают из пробоотборного устройства. Необходимо также соблюдать осторожность в тот момент, когда иглу шприца вводят в пространство перед разделительной колонкой. Если колонка работает под давлением, в этот момент может произойти выталкивание поршня, что вызовет увеличение объема пробы за счет разбавления ее газом-носителем. Во избежание изменения объема пробы за счет влияния температуры следует держать шприц не за корпус, а за верхнюю часть, находящуюся выше отмеряемого объема. Не допускается применение поршня, взятого от другого шприца, так как при этом нарушаются условия герметичности в пришлифованной поверхности между поршнем и стенками корпуса. Внутренняя поверхность корпуса должна быть смазана вакуумной смазкой. Шприцы со стеклянным поршнем дольше сохраняют герметичность в пришлифованной поверхности, чем шприцы, имеющие металлический поршень. Перед началом работы со шприцем следует обязательно проверить его герметичность. Хорошую воспроизводимость результатов обеспечивает работа со шприцем, снабженным специальной втулкой-ограничителем, которая размещается в корпусе шприца между поршнем и торцевой крышкой, ограничивая ход поршня в обратном направлении.

Широко распространены методы введения газообразных проб с помощью вытеснения потоком газа-носителя пробы газа из дозирующего объема. Довольно простое устройство показано на рис. 11-16, в котором используется шестиходовой кран, а дозирующим объемом является сменная трубка *1*. На рис. 11-17 показан четырехходовой кран-дозатор, где дозирующим объемом является канал в муфте крана.

Для введения малых количеств газа используют дозатор с двужищимся штоком (рис. 11-18). Объем пробы определяется здесь размером калибровочного отверстия, высверленного в штоке. При положении штока, показанном на рисунке, анализируемый газ заполняет дозирующий объем. Затем шток перемещается так, что отверстие *4* попадает в камеру газа-носителя, откуда потоком этого газа выносится в разделительную колонку. Аналогично выполняют дозаторы с перемещающейся стальной пластиной, зажатой между двумя

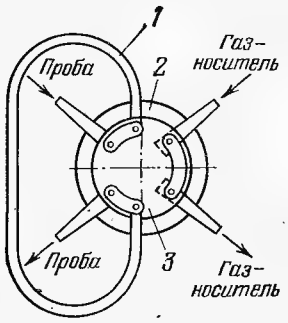


Рис. 11-16. Дозатор с шестиходовым краном.

1 — дозируемый объем; *2* — корпус; *3* — вращающаяся муфта крана.

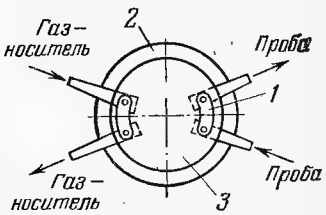


Рис. 11-17. Кран-дозатор.

1 — дозируемый объем; *2* — корпус; *3* — вращающаяся муфта крана.

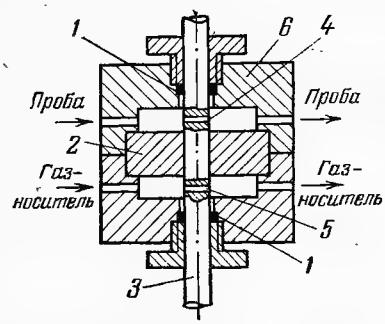


Рис. 11-18. Дозатор с движущимся штоком.

1 — уплотнение из фторопласта; *2* — уплотняющая перегородка; *3* — шток; *4* — дозировочное отверстие; *5* — отверстие для прохода газа-носителя; *6* — корпус.

фторопластовыми колодками. Пластинка выполняет роль штока, но позволяет значительно уменьшить дозируемые объемы.

Начал применяться разработанный ВНИИКАнефтегазом микродозатор с вращающимся диском, в котором высверлены несколько отверстий разного диаметра. При повороте диска одно из отверстий попадает в камеру, через которую проходит поток газа-носителя; при этом доза из отверстия выносится в колонку, а остальные отверстия заполняются анализируемым газом. Прокручиванием диска поочередно направляют в разделительную колонку дозы разного объема, что представляет практический интерес при проведении калибровок прибора по чистым газам.

11-5. ГАЗ-НОСИТЕЛЬ

Выбор газа-носителя связан как с условиями разделения компонентов, так и с условиями их определения (детектирования). При этом принимаются во внимание следующие требования. Газ-носитель должен быть доступным в сравнительно большом количестве, химически инертным по отношению к разделяемым веществам и сорбенту, очищенным от механических примесей и влаги, взрывобезопасным. Выполнение последнего требования особенно важно, если хроматограф используется непосредственно в производственном помещени. Газ-носитель не должен содержать в себе ни одного из компонентов, подлежащих определению. С точки зрения примененного в приборе принципа детектирования газ-носитель должен обеспечить работу детектора с высокой чувствительностью. Вязкость газа-носителя должна быть как можно меньшей, чтобы иметь небольшой перепад давлений в колонке. Газ-носитель должен поглощаться сорбентом существенно хуже любого из анализируемых веществ.

Следует сразу же оговорить, что идеального газа-носителя, удовлетворяющего всем перечисленным выше требованиям, не существует. Поэтому в зависимости от обстоятельств приходится принимать компромиссное решение, выбирая среди нескольких желательных характеристик газа-носителя наиболее важные для решения конкретной задачи. Часто в качестве газа-носителя применяют азот, воздух, гелий, аргон, водород, двуокись углерода и др.

При работе на хроматографах с термохимическими детекторами наиболее пригодным газом-носителем является воздух. Его доступность позволяет выполнять установку для анализа переносной. К недостаткам воздуха как газа-носителя относится его низкая теплопроводность, что не позволяет добиться высокой чувствительности при использовании детектора по теплопроводности, особенно при анализе легких газов. Кроме того, воздух непригоден в случаях, когда имеется необходимость определять в анализируемой смеси содержание N_2, O_2 и Ar.

Азот и аргон в качестве газа-носителя применяются довольно часто, однако эти газы также обладают низким коэффициентом теплопроводности, что ограничивает их использование в катарометрах при необходимости иметь высокую чувствительность. Из рис. 11-13 видно, что наибольшую чувствительность анализа при использовании детекторов по теплопроводности можно получить, применяя в качестве газа-носителя водород или гелий.

Водород имеет малую вязкость, что позволяет использовать его при работе с длинными колонками. Однако взрывоопасность водорода создает дополнительные трудности при конструировании аппаратуры и ограничивает его применение в производственных условиях. Кроме того, водород не может быть использован в случае применения в качестве чувствительных элементов термисторов (с окисями металлов) вследствие его восстанавливающих свойств, а также в случае, когда одним из анализируемых компонентов является H_2.

Гелий вполне безопасен и удовлетворяет большинству требований, кроме доступности из-за его сравнительно высокой стоимости. Если в приборе используется ионизационный детектор, к чистоте гелия предъявляются очень жесткие требования. За счет близких значений коэффициента теплопроводности гелия и водорода последний может быть определен в анализируемой смеси с невысокой чувствительностью. Кроме того, применение гелия может привести к уменьшению эффективности разделительной колонки за счет большого коэффициента диффузии. Снижение разделительной способности колонки особенно заметно при малом расходе газа-носителя (10—30 см³/мин) и практически не сказывается на результатах разделения при более высоких расходах.

Расход газа-носителя через разделительную колонку оказывает значительное влияние

на работу хроматографической установки. Для каждой конкретной задачи существует определенное оптимальное значение расхода газа-носителя (обычно в пределах от 10 до 100 см³/мин). При уменьшении расхода газа-носителя наблюдаются растягивание кривой разделения, ухудшение четкости выхода компонентов и увеличение времени анализа. Чрезмерное увеличение расхода приводит к недостаточно четкому разделению компонентов. Поэтому, исходя из конкретных условий и целей анализа, для каждой установки выбирается оптимальное значение расхода, которое во время проведения анализов должно поддерживаться постоянным.

Хроматографический анализ не требует точного определения абсолютного значения расхода газа-носителя, однако для получения сравнимых результатов необходимо как можно точнее поддерживать постоянство расхода при анализах и калибровках. Если расход газа-носителя постоянен, при прочих равных условиях время выхода отдельных компонентов из разделительной колонки также постоянно, а это имеет важное значение для качественного анализа. По времени выхода того или иного компонента (счет ведется от начала впуска газа в колонку) можно судить о составе анализируемой смеси. Отсутствие пика в соответствующий момент свидетельствует, что в смеси нет того компонента, который должен появиться на выходе из колонки в данное время. Оптимальный расход газа-носителя для каждой конкретной задачи рекомендуется определять экспериментально, не полагаясь на рекомендации, данные в инструкциях к прибору.

Постоянство расхода газа-носителя контролируется обычно с помощью жидкостных реометров, ротаметров или мыльно-пленочных расходомеров. Реометры устанавливаются обычно на выходе из прибора. Принцип их действия основан на измерении перепада давлений газового потока до и после капилляра (или диафрагмы). Предварительно шкала реометра градуируется при пропускании через него газа-носителя. Показания реометра зависят от природы газа, и при смене газа-носителя должен быть сделан пересчет шкалы или проведена новая градуировка.

В процессе работы удобен реометр со специальной ловушкой, соединенной непосредственно с манометрической трубкой (рис. 11-19). В случае выбрасывания жидкость попадает в приемник ловушки, откуда с помощью крана она снова может быть возвращена в манометрическую трубку. Уровень жидкости в ловушке должен быть несколько выше, чем в манометрической трубке, что позволяет устанавливать нуль без перемещения шкалы и без добавления жидкости.

Для периодической проверки расхода газа-носителя используют мыльно-пленочные расходомеры (рис. 11-20). Газ-носитель из прибора поступает в нижнюю часть измерительной трубки *1*, куда вводится мыльная пленка путем сжатия резинового баллончика *2*, содержащего мыльный раствор. Замечают время, необходимое для перемещения пленки между двумя калибровочными метками, и рассчитывают расход газа. Трехходовой запорный кран *3* предназначен для выпуска газа-носителя в воздух после окончания измерения. В качестве калиброванной трубки можно использовать градуированные бюретки и микропипетки. Трехсекционная калиброванная трубка, показанная на рис. 11-20, позволяет расширить диапазон измерения расхода. В случае необходимости наиболее точных измерений в показания расходомеров должны вводиться поправки на упругость водяного пара, температуру колонки и температуру расходомера.

В подготовке газа-носителя важными этапами являются его осушка и очистка от нежелательных примесей. Водяные пары, содержащиеся в газе-носителе, практически необратимо адсорбируются на большинстве сорбентов при невысоких температурах, что вызывает ухудшение разделительной способности колонки и изменение времен удерживания. В качестве осушителей наиболее часто применяют хлористый кальций, молекулярные сита, силикагели. Однако наиболее эффективными осушителями являются перхлорат магния, окись бария, алюмогель и пятиокись фосфора.

Чистота газа-носителя также имеет большое значение для правильного проведения хроматографического анализа. Если газом-но-

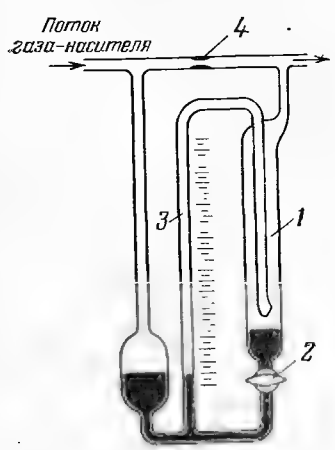


Рис. 11-19. Реометр с ловушкой.

1 — приемник ловушки; *2* — кран; *3* — манометрическая трубка; *4* — диафрагма или капилляр.

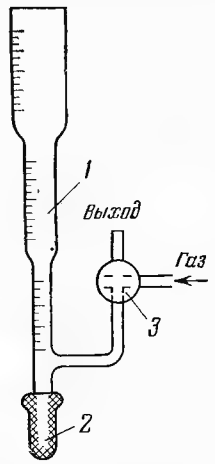


Рис. 11-20. Мыльно-пленочный расходомер с расширением измерительной трубки для увеличения диапазона измерения расхода потока.

Таблица 11-1

Поглотители паров органических веществ и некоторых газов

Поглощаемые вещества	Поглотитель
Пары различных органических веществ	Тонкопористые силикагели, активированные угли, цеолиты NaX (13X) и CaX (10X)
Нормальные углеводороды	Цеолит CaA (5A)*
Вода	Цеолит NaA (4A)**
Непредельные углеводороды	Раствор $HgSO_4$—H_2SO_4, адсорбент Al_2O_3+$CuCl_2$
H_2S, NH_3, N_2O, NO_2, SO_2, CS_2, COS	Цеолиты NaX (13X) и CaX (10X)
H_2S и NH_3	Купрамит — активированный уголь (КАД), пропитанный раствором сульфата меди
O_2	Уголь, пропитанный $K_2S_2O_8$, $KBrO_3$ и KJO_4
CO_2	Аскарид (90% NaOH) и поглотитель типа ХП-И [гидрат окиси кальция (96%) и NaOH (4%)]

* Поглощаются только нормальные углеводороды; ароматические и разветвленные углеводороды в полости цеолита CaA не проникают.

** Поглощаются только вода, CO_2 и другие молекулы малых размеров; свободно проходят остальные вещества.

сителем служит воздух, забираемый непосредственно из производственного помещения, следует очень тщательно проводить его очистку от возможных примесей, особенно, если они относятся к числу определяемых компонентов. Выпускаемые в баллонах газы-носители также могут иметь нежелательные примеси. Так, гелий, как правило, содержит следы углеводородов, главным образом CH_4. Аргон и азот могут содержать следы H_2. Наличие в газах-носителях CO_2 и воздуха носит совершенно непостоянный характер и зависит от способа получения данного газа и его очистки. В табл. 11-1 приведен перечень поглотителей для различных веществ, которые могут быть использованы для очистки газов-носителей.

11-6. ОСОБЕННОСТИ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ПРОДУКТОВ ГОРЕНИЯ

Особенности анализа продуктов горения и трудности, возникающие при выборе газа-носителя, неподвижной фазы, детектора и др., изложены ниже с целью предостеречь экспериментатора от ошибок, которые могут возникнуть в том случае, если для анализа применяется аппаратура, не предназначенная специально для определения состава продуктов горения.

Продукты горения представляют собой сложную многокомпонентную систему, состоящую из газов с различными физико-химическими свойствами. В продуктах неполного горения могут одновременно присутствовать диаметрально противоположные по своим свойствам газы, такие, например, как сильно диффундирующий горючий H_2 и высоковязкая негорючая CO_2 (время удерживания на активированном угле CO_2 в 20—30 раз превышает время H_2). С другой стороны, сорбционные свойства по отношению к целому ряду сорбентов таких газов, как CO, N_2, Ar и O_2, очень близки друг к другу, что затрудняет разделение этих газов и количественное определение. Кроме того, процентное содержание отдельных компонентов в продуктах горения настолько различно, что это создает дополнительные трудности при анализе. Так, если при определении CO_2 и N_2 мы имеем дело с десятками процентов по объему, то при определении горючих компонентов в задачу анализа входит измерение концентраций 10^{-2} и менее. Соответственно и требования к точности определения столь разных концентраций различны.

Аналитическая задача разделения низкокипящих газов в общем виде является давно решенной, и разные ее варианты применяются в лабораторных условиях. Однако удовлетворение всех требований, предъявляемых к анализу продуктов горения, при использовании одного принципа детектирования, одного газа-носителя и какой-то определенной неподвижной фазы в настоящее время не представляется возможным. В связи с этим в практике газового анализа получил распространение комбинированный метод: определение CO_2 и O_2 на волюмометрических газоанализаторах типа Орса или ВТИ и определение горючих компонентов на хроматографах с термохимическими детекторами. Иногда для полного анализа продуктов горения используют два или три хроматографа: для определения горючих — с термохимическим детектором; для определения O_2 и CO_2 — с детектором по теплопроводности. При этом разделение O_2 и CO_2 требует использования различных сорбентов, так как молекулярные сита, хорошо разделяющие O_2 и N_2, необратимо сорбируют CO_2 и для ее определения непригодны. В литературе иногда встречаются рекомендации определять кислород по совместному пику N_2+O_2 при газе-носителе — воздухе, но такой метод неточен и при работе котлоагрегата с низкими избытками воздуха неприменим.

Выбор газа-носителя, пригодного для анализа продуктов горения, тесно связан с выбором детектора. Основное требование — высокая чувствительность анализа — может быть выполнено при использовании в качестве газа-носителя водорода или гелия с детектированием по теплопроводности. Однако ни один из этих газов не может обеспечить проведение

анализа в целом: водород относится к числу определяемых компонентов, применение гелия не обеспечит высокой чувствительности по водороду вследствие близких значений их теплопроводности. Кроме того, использование в качестве газа-носителя гелия затрудняет определение и кислорода, так как последний при обычно применяемых методиках газового анализа не разделяется с Ar.

В воздухе, как известно, содержится около одного процента Ar. В продуктах горения концентрация Ar больше, чем в воздухе (она зависит от коэффициента избытка воздуха и от вида сжигаемого топлива). На сигнал детектора, получаемый при прохождении Ar через рабочую камеру при газе-носителе — гелии, будет накладываться сигнал, возникающий от присутствия в анализируемой смеси O_2. В связи с этим погрешность за счет наличия в пробе Ar при определении малых количеств O_2 в продуктах горения (до 1—2%) будет соизмерима с определяемым количеством O_2. По этой же причине нецелесообразно в качестве газа-носителя использовать и азот. Здесь сигнал от Ar за счет его меньшей, чем у азота, теплопроводности будет другой полярности, чем сигнал от O_2, и относительная погрешность еще более возрастет. К тому же технический азот в баллонах, как правило, содержит значительное количество кислорода (до 0,5%), что снижает чувствительность и точность в определении O_2. В связи с изложенным для определения O_2 наиболее рационально использовать в качестве газа-носителя аргон; последний, однако, не может обеспечить требующуюся чувствительность в определении горючих компонентов.

Для определения горючих газов в продуктах неполного горения обычно используют термохимические детекторы с газом-носителем — воздухом. Возникновение тока в измерительной диагонали моста наблюдается также и тогда, когда в рабочую камеру детектора попадает и негорючий газ, теплопроводность которого отличается от теплопроводности газа-носителя. При использовании детектора с платиновой нитью температура чувствительного элемента поддерживается в пределах 700—800°С. Как показывают зависимости, приведенные на рис. 11-13, при этой рабочей температуре коэффициент теплопроводности кислорода λ_{O_2} превышает значение коэффициента теплопроводности воздуха $\lambda_{возд}$, в то время как теплопроводность азота λ_N меньше $\lambda_{возд}$. В связи с этим в тех случаях, когда в анализируемой пробе имеются N_2 и O_2 в том же объемном соотношении, что в газе-носителе (воздухе), т. е. $N_2/O_2=3{,}76$, прибор никак не реагирует на их присутствие. Если же указанное соотношение меняется в сторону преобладания N_2, что практически и имеет место в продуктах горения, т. е. $N_2/O_2>3{,}76$, то на хроматограмме появляется положительный пик N_2. Если в искусственной смеси газов создать соотношение $N_2/O_2<3{,}76$, то на хроматограмме будет фиксироваться отрицательный пик, свидетельствующий о преобладании в пробе O_2.

Различием в теплопроводности газов объясняется также регистрация на хроматограмме пиков при прохождении через рабочую камеру детектора CO_2. В тех случаях, когда температура рабочего элемента превышает 600°С, пики CO_2 получаются отрицательными, так как $\lambda_{CO_2}>\lambda_{возд}$ (рис. 11-13). Если же в схеме газоанализатора применен низкотемпературный термохимический детектор, в котором температура рабочего элемента поддерживается ниже 600°С, пики CO_2 на хроматограмме получаются положительными. Следует при этом иметь в виду, что выход CO_2 из разделительной колонки, заполненной активированным углем, по времени не совпадает с выходом H_2, CO и CH_4 и не мешает их определению. Что же касается времени выхода из разделительной колонки O_2, N_2 и CO, то оно почти совпадает, вследствие чего пики этих газов на хроматограмме сливаются, в одних случаях усиливая друг друга (при преобладании в пробе N_2), в других — ослабляя (при преобладании O_2), а это в конечном счете в значительной степени сказывается на точности определения CO.

11-7. ХРОМАТОГРАФ «ГАЗОХРОМ-3101»

Хроматограф «Газохром-3101» («Союз») — лабораторный переносный прибор, разработанный Энергетическим институтом им. Г. М. Кржижановского совместно с Центральным котлотурбинным институтом им. И. И. Ползунова и СКБ газовой хроматографии, — серийно выпускается московским заводом «Хроматограф». Хроматограф «Газохром-3101» отличается следующими конструктивными особенностями:

комбинированный детектор имеет два рабочих элемента: первый — для определения горючих компонентов по тепловому эффекту сгорания; второй — для определения негорючих газов по эффекту теплопроводности;

хроматограф может работать одновременно на двух различных газах-носителях;

газовая схема выполнена двухпоточной с параллельным и последовательным включением разделительных колонок, заполненных различными сорбентами;

ввод пробы ведется раздельно в каждую колонку, что обеспечивает возможность выбора оптимальной дозы при определении микро-

концентраций одних и больших количеств других компонентов.

Принципиальная схема хроматографа «Газохром-3101» и его внешний вид показаны на рис. 11-21 и 11-22. Газ-носитель (воздух) подается в прибор с помощью микрокомпрессора мембранного типа, проходит через разделительную колонку *1* и попадает в рабочую камеру детектора *7* с расположенным в ней чувствительным элементом. Другой газ-носитель (при анализе продуктов горения им может служить только аргон) омывает соединенные последовательно разделительные колонки *2* и *3* и попадает в рабочую камеру детектора *8*, в которой также расположен чувствительный элемент. Расход газов-носителей, поступающих в прибор одновременно, контролируется с помощью реометров *9*. Чувствительные элементы детектора включены в схему измерительного моста, питаемую от стабилизатора постоянного тока.

Хроматограф «Газохром-3101» выполнен в виде одного корпуса, который по функциональному назначению разделен на три секции: блок питания (задняя секция); газовоздушная (хроматографическая) секция, расположенная в передней части прибора слева; панель регулировки режима (правая передняя часть прибора). Реометры смонтированы на крышке хроматографа. Газовоздушная секция прикрыта легкой подвижной крышкой, что облегчает ее периодический осмотр.

Техническая характеристика хроматографа: определяемые компоненты: O_2, CO_2, N_2, H_2, CO, CH_4 и другие углеводороды до C_4 включительно; пороговая чувствительность (% об.): $5 \cdot 10^{-4}$ по H_2, $1 \cdot 10^{-3}$ по CO и CH_4, $2 \cdot 10^{-2}$ по O_2 и N_2, $1 \cdot 10^{-1}$ по CO_2; относительная погрешность $\pm 5\%$; продолжительность одного цикла анализа 10 мин; максимальный объем пробы 10 см³; питание прибора—переменный ток напряжением 220 В$\pm$10%, частотой 50 Гц; потребляемая мощность 15 Вт; габариты 380×360×110 мм; масса 8 кг.

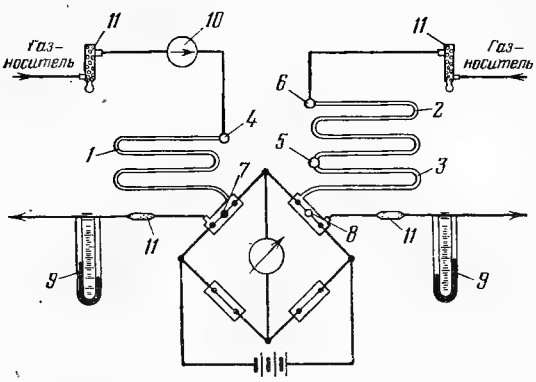


Рис. 11-21. Принципиальная схема хроматографа «Газохром-3101» («Союз»).

1—3 — разделительные колонки; *4—6* — дозаторы; *7, 8* — чувствительные элементы; *9* — реометры; *10* — микрокомпрессор; *11* — фильтры-осушители.

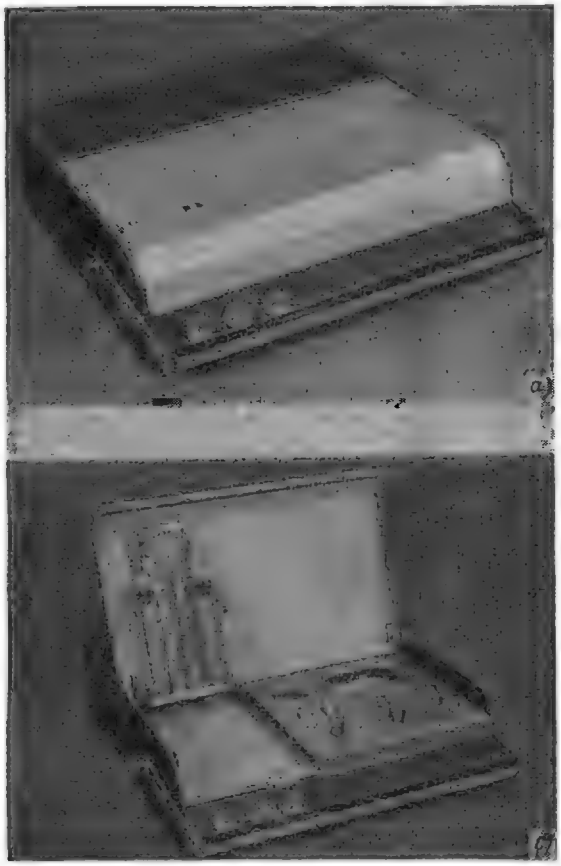


Рис. 11-22. Внешний вид хроматографа «Газохром-3101» («Союз»).

а — с закрытой крышкой; *б* — в рабочем состоянии.

В качестве вторичного прибора используется самопишущий потенциометр типа КСП-4 со шкалой 1 мВ. Температурный режим колонок — комнатный. Хроматограф должен устанавливаться в помещениях с температурой воздуха от +5 до +50°С при относительной влажности не более 80%.

В зависимости от поставленной задачи хроматограф «Газохром-3101» можно использовать в следующих вариантах.

Определение H_2, CO, CH_4, O_2, N_2 и CO_2 *при использовании двух газов-носителей (воздуха и аргона)*. Для этой цели газовая схема прибора собирается в соответствии с показанной на рис. 11-23,*а*. Потоки воздуха и аргона одновременно при одинаковом расходе (80 см³/мин) подаются в обе линии прибора. При анализе проба поочередно вводится в различные точки газовой схемы. При введении пробы дозатором *А* в линию воздуха перед колонкой *1*, заполненной активированным углем АГ-3, в смеси определяют горючие компоненты H_2, CO и CH_4. Двуокись углерода из пробы предварительно удаляют путем пропу-

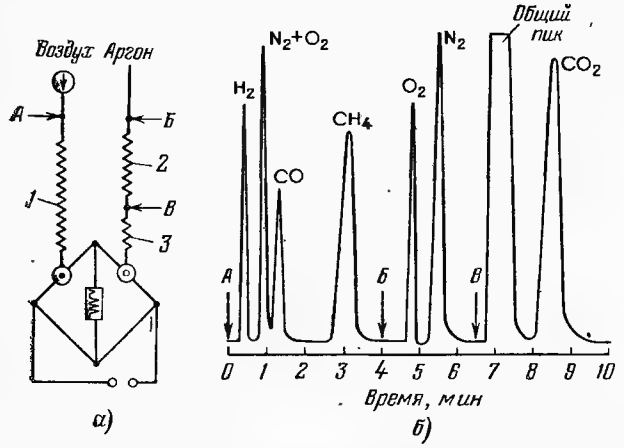


Рис. 11-23. Схема проведения анализа на хроматографе «Газохром-3101» при определении H_2, CO, CH_4, O_2, N_2 и CO_2 (первый вариант использования).

а — схема прибора; *б* — примерный вид хроматограммы; *1—3* — разделительные колонки; *А, Б, В* — дозируемые объемы.

скания ее через фильтр с аскаритом. Затем пробу вводят дозатором *Б* в линию аргона перед колонкой *2*, заполненной молекулярными ситами 10Х или 13Х, для определения O_2 и N_2. Третий ввод пробы осуществляется дозатором *В* также в линию аргона перед колонкой *3* с активированным углем АГ-3. Здесь происходит отделение CO_2 от суммы всех остальных газов, присутствующих в смеси. Примерный вид получаемой хроматограммы показан на рис. 11-23,*б*. Время полного анализа составляет 10 мин.

Определение H_2, CO, CH_4 и CO_2 *при использовании в качестве газа-носителя воздуха.* В тех случаях, когда нет необходимости

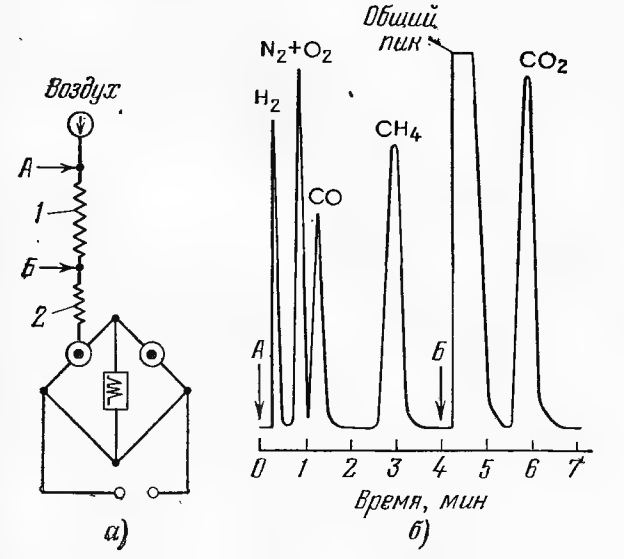


Рис. 11-24. Схема проведения анализа на хроматографе «Газохром-3101» при определении H_2, CO, CH_4 и CO_2 (второй вариант использования).

а — схема прибора; *б* — примерный вид хроматограммы; *1, 2* — разделительные колонки; *А, Б* — дозируемые объемы.

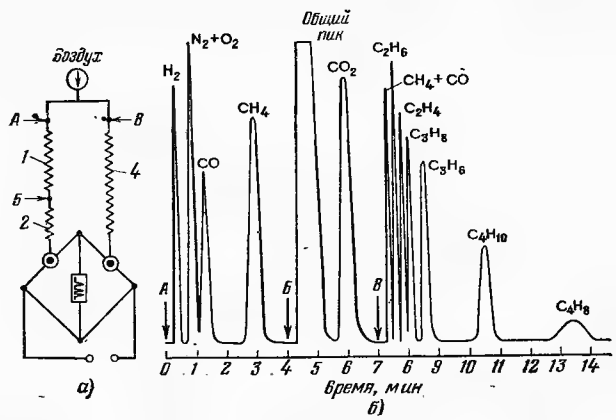


Рис. 11-25. Схема проведения анализа на хроматографе «Газохром-3101» при определении H_2, CO, CO_2 и углеводородов до C_4 (третий вариант использования).

а — схема прибора; *б* — примерный вид хроматограммы; *1, 2, 4* — разделительные колонки; *А, Б, В* — дозируемые объемы.

в определении O_2 и N_2 или когда отсутствует аргон в баллоне, хроматограф позволяет на газе-носителе воздухе определять горючие компоненты и CO_2. Обе колонки *1* и *2* (рис. 11-24,*а*) заполнены активированным углем. При введении пробы через дозатор *А* эффективной длиной является суммарная длина обеих колонок. Для ускорения анализа CO_2 из пробы удаляется. При введении пробы, содержащей CO_2, через дозатор *Б* в процессе разделения участвует только колонка *2*. Пример получаемой при этом хроматограммы приведен на рис. 11-24,*б*. Время анализа 7 мин.

Определение H_2, CO, CO_2, *предельных и непредельных углеводородов до* C_4 *включительно при использовании в качестве газа-носителя воздуха.* Такая задача может возникнуть при необходимости анализа проб из зоны деструкции топлива, а также при анализе газообразного топлива. В этом случае собирается параллельная схема, состоящая из трех разделительных колонок (рис. 11-25). Газ-носитель от микрокомпрессора через тройник подается в обе линии потока. Одна из линий с дозаторами *А* и *Б* работает по предыдущему варианту, другая линия — с дозатором *В* и разделительной колонкой *4*, заполненной силикагелем ШСК, служит для разделения предельных и непредельных углеводородов до C_4 включительно. Время анализа 15 мин.

Определение H_2, CO, CH_4 и CO_2 *в воздухе производственных помещений.* При необходимости определять вредные примеси в загазованных помещениях чувствительность хроматографа может быть на порядок увеличена путем замены чувствительных элементов. В этом случае газовая схема собирается в соответствии с показанной на рис. 11-24. Разделительные колонки *1* и *2* также заполняются активированным углем, но имеют другие гео-

метрические размеры: колонка *1*—l=0,8 м; $d_{вн}$=4 мм; колонка *2*—l=0,3 м; $d_{вн}$=3 мм.

Определение растворенного в воде водорода. В комплекте с барботажной приставкой прибор используется для определения микроконцентраций H_2, растворенного в воде и паре. Пороговая чувствительность 0,05 мкг/кг. По H_2, растворенному в воде и паре, можно судить о степени коррозионных процессов, протекающих в трубах паровых котлоагрегатов [4], тепловых электростанций, промышленных котельных и других объектов.

Определение влажности газообразных сред. В комплекте с реакционной приставкой хроматограф может быть использован для определения влажности газообразных сред, в частности влажности водорода в турбогенераторах. Пороговая чувствительность определения влаги в газах 0,02 г/м³ [6].

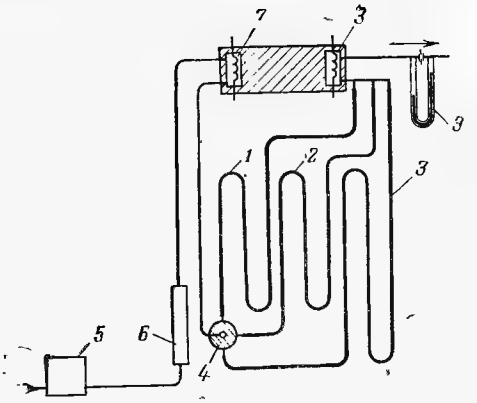


Рис. 11-26. Принципиальная газовая схема хроматографа ХПГС-4

1—3 — разделительные колонки; *4* — кран-дозатор; *5* — мембранный побудитель расхода; *6* — фильтр; *7* — сравнительная камера детектора; *8* — рабочая камера детектора; *9* — реометр.

11-8. ХРОМАТОГРАФ ХПГС-4

Хроматографический переносный самопишущий газоанализатор типа ХПГС-4 конструкции ОРГРЭС предназначен для определения в газовых смесях горючих компенентов: H_2, CO, CH_4, C_2H_6, C_3H_8, C_4H_{10} и C_5H_{12}. Основным назначением хроматографа ХПГС-4 является анализ продуктов горения для определения химической неполноты горения и анализ газообразного топлива. Прибор предназначен для работы при температуре окружающего воздуха от 20 до 30°С. Элементы хроматографа: узлы газовой схемы, стабилизатор, регистрирующее устройство, микрокомпрессор и др. смонтированы в одном корпусе. Габариты прибора 600×300×200 мм, масса 20 кг. Прибор питается от сети переменного тока напряжением 220 В, частотой 50 Гц. Потребляемая мощность 100 Вт. Прибор оснащен термохимическим детектором с платиновыми нитями. В качестве чувствительных элементов используются стандартные плечевые элементы от газоанализатора типа ПГФ сопротивлением 0,65 Ом.

Принципиальная газовая схема прибора показана на рис. 11-26. Газ-носитель (воздух) подается в прибор мембранным компрессором, который выполнен с приводом от электродвигателя 2АСМ-20 с эксцентриком на валу. Регулирование расхода воздуха осуществляется с помощью специального винта путем изменения объема камеры. Воздух проходит через фильтр-осушитель и сравнительную камеру детектора и попадает в специальный комбинированный кран-дозатор. Фильтр выполнен в виде цилиндрического сосуда из стали, он заполняется на 2/3 хлористым кальцием и на 1/3 едким кали. Комбинированный кран *4* служит для введения пробы газа с помощью медицинского шприца через самоуплотняющуюся мембрану, расположенную в кране, и для направления потока газа-носителя в одну из разделительных колонок.

В приборе предусмотрены три разделительные колонки, которые могут работать поочередно. Колонка *1* (длина l=2,4 м; внутренний диаметр $d_{вн}$=3 мм) заполняется активированным углем марки АГ-5 с размером фракций 0,5—1,0 мм. Колонка *2* (l=1,0 м; $d_{вн}$=3 мм) заполняется также активированным углем марки АГ-5 с размером фракций 0,25—0,5 мм. Колонка *3* (l=0,8 м; $d_{вн}$=4 мм) заполняется силикагелем марки АСК, обработанным содой и глицерином, с размером фракций 0,25—0,5 мм. Все колонки выполнены из полихлорвиниловой трубки. Для контроля за расходом воздуха на выходе из рабочей камеры детектора установлен реометр.

Регистрирующее устройство хроматографа ХПГС-4 состоит из подающего барабана с приводом от электродвигателя типа ДТС2-П-220-50 и каретки. Последняя механически связана с подвижным контактом реохорда и позволяет вести регистрацию показаний на диаграммной ленте шириной 275 мм.

Определение в продуктах горения H_2, CO и CH_4 проводят, используя колонку *1*, при напряжении 1,75 В, подаваемом на измерительный мост. Пороговая чувствительность по H_2 и CO составляет 0,02%, а по CH_4 0,05%. Время анализа 3 мин. Для более точного определения небольших количеств CH_4 краном *4* переключают поток газа-носителя на колонку *2*, размеры которой позволяют увеличить чувствительность определения CH_4 до 0,01% об.

Анализ газообразного топлива проводят в несколько этапов, вводя в работу поочередно различные колонки, меняя напряжение, по-

даваемое на измерительный мост, и варьируя объем пробы. Так, для определения CH_4 используют колонку *1* при напряжении 0,8 В и объеме пробы 0,5—1 см³. Этан, пропан и бутан определяются при работе колонки *3* из объема пробы 1 см³ при напряжении 1,75 В. При определении пентана используют также колонку *3*, но объем пробы увеличивают до 5 см³. При этом одновременно с вводом пробы снижают напряжение до 0,8 В во избежание пережога плечевых элементов. После сгорания пропана напряжение, подаваемое на измерительный мост, увеличивают до 1,75 В. Время, затрачиваемое на анализ газообразного топлива, составляет 30 мин. При поочередном переключении потока газа-носителя на любую из разделительных колонок следует следить по реометру за расходом воздуха и при необходимости корректировать его. С целью исключения пережога чувствительных элементов детектора анализ газа неизвестного состава следует начинать с введения небольших проб (до 1 см³).

11-9. МЕТОДЫ КАЛИБРОВКИ ХРОМАТОГРАФОВ

Точность результатов количественного анализа на хроматографе в значительной степени зависит от правильного выбора метода калибровки прибора и тщательности ее проведения. Калибровка хроматографа заключается в нахождении для каждого компонента анализируемой смеси зависимости определяющего параметра пика (высоты или площади) от концентрации данного компонента в смеси. Эту зависимость выражают либо графически, либо в виде калибровочных коэффициентов. Удобнее всего обрабатывать хроматограммы по высотам пиков. При этом нестабильность нулевой линии и неравномерность движения диаграммной ленты оказывают значительно меньшее влияние, чем при обработке хроматограмм по площадям пиков.

Для калибровки хроматографов применяются методы внутреннего стандарта, внутренней нормализации и абсолютной калибровки.

Метод внутреннего стандарта основан на введении в анализируемую смесь определенного количества стандартного вещества. Калибровочный график представляет собой зависимость между процентным содержанием компонента и отношением высот (или площадей) пиков этого компонента и стандартного вещества. При калибровке постоянное количество стандартного вещества добавляется к определенному объему различных искусственных смесей, содержащих переменные, но известные количества анализируемых компонентов. Составленные таким образом смеси анализируются на хроматографе.

Метод внутренней нормализации основан на определении соотношений между реакцией детектора на определенные компоненты смеси. Необходимым условием для применения этого метода является регистрация всех компонентов, входящих в анализируемую смесь.

Метод абсолютной калибровки, основанный на экспериментальном определении зависимости высоты (или площади) пика от количества соответствующего компонента, получил наибольшее распространение в практике газового анализа. Точность этого метода в значительной степени определяется постоянством режима работы прибора во время проведения калибровок и выполнения анализов. Метод абсолютной калибровки можно реализовать двумя способами:

1) введением в хроматограф одинаковых количеств смесей разного состава (калибровка по искусственно приготовленным контрольным смесям). В этом случае результаты количественного анализа в основном зависят от точности приготовления контрольных смесей, воспроизводимости объема пробы, а также условий ее ввода при калибровке и анализе (методы приготовления контрольных смесей изложены в следующем параграфе);

2) введением в хроматограф неравных количеств одной и той же смеси, в качестве которой можно использовать чистые вещества (калибровка по чистым газам). Основным условием применения такого способа является отсутствие перегрузки разделительной колонки, т. е. обеспечение наиболее полного разделения определяемых компонентов.

В обычном варианте этот метод (применительно к анализу газов) заключается в следующем. С помощью микродозатора со строго определенным известным объемом дозы $V_{мд}$ в хроматограф вводится «чистый» газ A с концентрацией основного компонента C_A в объемных процентах. Из полученной хроматограммы замеряется определяющий параметр полученного пика $h_{мд}$ (для удобства рассуждения за определяющий параметр пика принята его высота; при необходимости она соответственно может быть заменена площадью пика). При проведении анализа смеси, содержащей компонент A в неизвестном количестве C^x_A, с помощью рабочего дозатора вводится объем пробы $V_{р.д}$ и соответственно замеряется высота пика определяемого компонента $h_{р.д}$. При условии линейности сигнала детектора и отсутствии перегрузки разделительной колонки высота пика прямо пропорциональна количеству вещества, вводимого в колонку. Следовательно,

$$\frac{h_{мд}}{h_{р.д}} = \frac{C_A V_{мд}}{C^x_A V_{р.д}}, \qquad (11\text{-}1)$$

откуда концентрация компонента A в анализируемой пробе, % об.,

$$C^x_A = C_A \frac{h_{р.д} V_{мд}}{h_{мд} V_{р.д}}. \qquad (11\text{-}2)$$

Если при калибровке используется чистый газ ($C_A = 100\%$), формула (11-2) примет вид:

$$C^x_A = \frac{h_{р.д} V_{мд}}{h_{мд} V_{р.д}} 100. \qquad (11\text{-}3)$$

В случаях, когда сигнал детектора в интересующих экспериментатора пределах измерения имеет нелинейную зависимость от концентрации вводимого компонента, при калибровке последовательно вводятся с помощью микродозатора разные, но точно измеренные объемы чистого газа, и на основании измеренных при этом высот пиков строится калибровочный график в координатах $h—V_{мд}$. Для удобства его использования при проведении массовых анализов шкалу абсцисс можно отградуировать непосредственно в объемных процентах концентрации определяемого компонента для различных объемов, применяемых при анализе рабочих дозаторов. Пересчет шкалы проводится по формуле, % об.,

$$C = \frac{V_{мд}}{V_{р.д}} 100, \qquad (11\text{-}4)$$

где C — концентрация компонента в анализируемой смеси при объеме рабочей дозы $V_{р.д}$, соответствующая тому же количеству чистого компонента, вводимого микродозатором с объемом $V_{мд}$.

Такой пересчет шкалы справедлив, если при калибровке применяется газ с концентрацией $C_A = 100\%$. В противном случае результат анализа, полученный при использовании калибровочного графика, должен быть умножен на коэффициент

$$k = C_A/100. \qquad (11\text{-}5)$$

Этот метод калибровки прост, однако точность получаемых результатов зависит от точности измерения объемов вводимых микродоз и рабочей дозы. Не располагая специальным прецизионным оборудованием, обеспечить точное измерение объемов микродоз не представляется возможным.

В самом деле, для того, чтобы обеспечить проведение калибровки предназначенного для анализа продуктов горения хроматографа по горючим компонентам в пределах от 0,001 до 0,1% об., при объеме рабочей дозы 5 см³ следует иметь возможность вводить в прибор дозы чистых газов объемом от $5 \cdot 10^{-5}$ до $5 \cdot 10^{-3}$ мл. При этом погрешность, допущенная при измерении столь малых объемов, целиком отразится на результатах анализа и не обеспечит требуемой точности в определении химической неполноты горения.

В ЭНИН разработан способ калибровки хроматографов по чистым газам, при котором исключается необходимость непосредственного определения объемов вводимых микродоз и рабочего дозатора. При этом методе можно использовать любой микродозатор, который обеспечивает воспроизводимость вводимого объема пробы при постоянных режимных условиях работы прибора (например, микрошприц с ограничителем обратного хода поршня или микродозаторы с движущимся штоком); градуировка, а также определение объемов микродоз и рабочей дозы не требуются.

Предварительно путем последовательного введения в прибор с помощью микродозатора и рабочего дозатора любой смеси с неизвестной концентрацией какого-либо компонента определяют соотношение высот пиков этого компонента:

$$K = \frac{h'_{р.д}}{h'_{мд}}, \qquad (11\text{-}6)$$

где $h'_{р.д}$ — высота пика какого-то компонента при введении смеси рабочим дозатором; $h'_{мд}$ — высота пика того же компонента при введении смеси микродозатором.

Из формулы (11-1) видно, что, поскольку при этом использована одна и та же смесь ($C_A = C^x_A$), коэффициент K представляет собой соотношение объемов рабочей дозы и микродозы:

$$K = \frac{h_{р.д}}{h_{мд}} = \frac{V_{р.д}}{V_{мд}}. \qquad (11\text{-}7)$$

Подставляя теперь в формулу (11-2) вместо отношения объемов доз коэффициент K, получаем формулу для расчета концентрации компонента A в неизвестной анализируемой смеси:

$$C^x_A = \frac{C_A h_{р.д}}{K h_{мд}}. \qquad (11\text{-}8)$$

Процесс калибровки хроматографа по компоненту A теперь сводится к введению в хроматограф с помощью микродозатора, для которого предварительно определен коэффициент K, «чистого» газа, содержащего компонент A в количестве C_A, % об., и измерению высоты полученного пика $h_{мд}$. В линейном диапазоне сигнала детектора от концентрации расчет количества компонента A в анализируемой смеси ведется по формуле (11-8). При отсутствии линейности аналогично описанному выше строится калибровочный график.

Разработанный способ калибровки прост в осуществлении, не требует специального оборудования и обеспечивает высокую ее точность (относительная погрешность ±1%). Коэффициент K, определяемый для каждого используемого в работе микродозатора применительно к рабочему дозатору хроматографа, имеет постоянное значение. Однако периодически его следует проверять, вводя в прибор любую доступную смесь (например, воздух или азот).

Ниже приведен пример количественного определения CH_4 в анализируемой смеси на хроматографе «Союз» согласно рассмотренному способу.

Предварительные операции. С помощью микродозатора введена в прибор проба воздуха и замерена высота пика кислорода: $h'_{мд} = 50$ мм (масштаб измерения 1 : 1). Затем с помощью рабочего дозатора также введен воздух. Высота пика $h'_{р.д} = 212$ мм (масштаб измерения 1 : 25). По формуле (11-7) для данной пары дозаторов определено соотношение их объемов:

$$K = \frac{h'_{р.д}}{h'_{мд}} = \frac{212 \cdot 25}{50} = 106.$$

Этот коэффициент использован при последующих калибровках прибора по другим компонентам.

Калибровка и анализ. С помощью микродозатора в прибор введен „чистый“ метан ($C_{CH_4} = 99{,}8\%$); при этом получен пик метана высотой $h_{мд} = 165$ мм (масштаб измерения 1 : 1). Затем рабочим дозатором введена в прибор анализируемая смесь; на хроматограмме зафиксирован пик метана $h_{р.д} = 150$ мм (масштаб измерения 1 : 1). Поскольку хроматограф «Союз» имеет линейный сигнал детектора, расчет концентрации метана в анализируемой пробе проведен по формуле (11-8):

$$C^x_{CH_4} = \frac{C_{CH_4} h_{р.д}}{K h_{мд}} = \frac{99{,}8 \cdot 150}{106 \cdot 165} = 0{,}857\%.$$

При отсутствии линейности сигнала следует аналогично снять несколько точек при использовании различных микродоз и построить калибровочный график.

11-10. ПРИГОТОВЛЕНИЕ КОНТРОЛЬНЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ КАЛИБРОВКИ ХРОМАТОГРАФОВ

Существуют различные методы составления из чистых газов * контрольных смесей: расходов, парциальных давлений и объемный.

Метод расходов заключается в том, что чистые газы поступают в смесительную камеру в необходимом соотношении; количество каждого компонента отмеряется с помощью реометра, который предварительно тщательно тарируется. Этот метод не получил широкого распространения из-за невысокой точности. Кроме того, для приготовления смеси требуется сравнительно большое количество чистых газов.

Приготовление смеси по *методу парциальных давлений,* основанному на использовании закона Дальтона, осуществляется следующим образом. В стальном баллоне предварительно с помощью вакуумного насоса создается вакуум. Затем в баллон поочередно направляют газы, из которых составляется контрольная смесь. Учет количества каждого газа, поступающего в баллон, ведется по манометру. Точность приготовления такой смеси может быть достаточно высокой и зависит от точности применяемого манометра и процентного состава заданной смеси. При приготовлении контрольных смесей с небольшим содержанием отдельных компонентов (до 1%) этот метод не обеспечивает требуемой точности, в связи с чем его несколько видоизменяют: в баллон, освобожденный от содержащегося в нем газа, поочередно вводят точно отмеренные количества тех компонентов, которые должны содержаться в смеси в небольшом количестве (для продуктов горения — это H_2, CO, CH_4 и O_2). Учет количества введенных в баллон газов при этом ведется по тарированным аспираторам или мерным пипеткам. Учет остальных газов, вводимых в баллон в значительном количестве (например, CO_2 и N_2), ведется по приросту давления. При этом точность приготовления газовой смеси существенно зависит от точности определения емкости баллона (номинальная емкость в паспортных данных на баллоны указывается с точностью порядка ±10%). Метод приготовления смеси в баллонах связан с применением специальной аппаратуры (вакуумный насос, образцовые манометры с разными пределами шкал и др.) и отличается большой длительностью. Поэтому он применяется лишь в специальных, хорошо оборудованных лабораториях.

Наибольшее распространение при калибровках хроматографов для анализа продуктов горения получил *объемный метод* приготовления контрольных смесей. При его применении отмеряемые с помощью газовых бюреток объемы чистых газов вводятся в аспиратор, где разбавляются до атмосферного давления воздухом или азотом. Точность этого метода возрастает при увеличении объема аспиратора (кратность разбавления), а также при увеличении объема отмеряемого чистого газа до значения, близкого к максимальному объему применяемой измерительной бюретки. При необходимости приготовить смесь с малым содержанием входящих в нее компонентов эти два условия противоречат друг другу. Поэтому в практике газового анализа получил распространение объемный метод приготовления смеси с последующим ее разбавлением. В этом случае для измерения переводимого в аспиратор количества газа применяются измерительные бюретки объемом 100 см³ с ценой деления 0,05 см³. Поскольку относительная ошибка в измерении отсчета снижается по мере увеличения отмеряемого объема, объем аспиратора и первоначальная концентрация смеси подбираются таким образом, чтобы количество чистого газа было близким к 100 см³. Относительная точность отсчета составляет при этом 0,05%. Последующим разбавлением (также с использованием максимально возможного объема измерительной бюретки) получается смесь требуемой концентрации.

Так, например, для калибровки прибора требуется приготовить смесь, содержащую 0,5% CO, остальное — воздух. Первоначально в газовом аспираторе объемом 1800 см³ готовят 5%-ную смесь, для чего в аспиратор вводят 90 см³ CO и добавляют воздух (до атмосферного давления). Затем отмеряют 100 см³ приготовленной смеси и переводят ее в другой аспиратор объемом 1000 см³, также разбавляя воздухом. Полученная смесь будет иметь концентрацию CO, равную 0,5%.

Объемный метод с разбавлением богатой смеси позволяет получить высокую точность при составлении контрольных смесей, однако наличие контакта газов с запирающей жидкостью и существенная растворимость в ней некоторых газов [1] ограничивают применение этого метода. Для газов, которые имеют значительную растворимость, объемный метод приготовления контрольных смесей исключается полностью.

В ЭНИН разработана методика приготовления контрольных смесей, исключающая погрешности, связанные с растворимостью компонентов в запирающей жидкости. За основу принят метод парциальных давлений. Установка (рис. 11-27,*а*) для приготовления контрольных смесей по указанной методике состоит из стеклянного газометра, в качестве которого используется бутыль с нижним тубусом любого размера (2—5 л). Внутри газометра помещена лопаточная мешалка. В одном из верхних отводов присоединен U-образный манометр длиной 1000 мм, заполняемый водой. Два

* В лабораторных условиях их можно получать, руководствуясь рекомендациями, приведенными в [89].

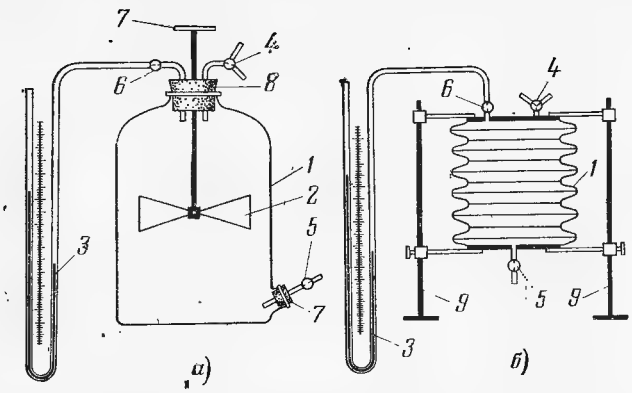


Рис. 11-27. Установка для приготовления контрольных смесей методом парциальных давлений.

а — со стеклянным газометром; *б* — с сильфонным газометром: *1* — газометр; *2* — мешалка; *3* — манометр; *4* — трехходовой кран; *5*, *6* — одноходовые краны; *7* — рукоятка; *8* — резиновая пробка; *9* — штатив.

других отвода (верхний и нижний) служат для заполнения газометра газом, продувки и отбора пробы. Отсутствие в схеме громоздкого оборудования (баллонов и вакуумного насоса) делает ее более доступной для использования.

Контрольная смесь приготавливается следующим образом: при открытых кранах *4* и *5* и отключенном манометре газометр предварительно в течение 15 мин продувается воздухом (или тем газом, который должен преобладать в контрольной смеси). Для ускорения продувки периодически включается мешалка. Затем с помощью трехходового крана сбрасывают избыток газа и устанавливают в газометре атмосферное давление. После этого через свободный отросток крана *4* в газометр поочередно вводится определенное количество каждого газа, входящего в состав смеси, с контролем его по манометру.

Концентрация того или иного компонента рассчитывается на основании закона Дальтона, по которому каждому компоненту соответствует давление, которое имело бы место, если бы этот компонент один занимал весь объем.

Это парциальное давление относится к суммарному давлению так же, как доля объема, занимаемого компонентом, относится к общему объему, %:

$$C^x_i = \frac{\Delta p_i}{Б + \Delta p_i} C_i, \qquad (11\text{-}9)$$

где C^x_i — концентрация введенного в газометр компонента, % об.; $Б$ — барометрическое давление, мм вод. ст.; Δp_i — приращение давления в газометре после введения компонента, мм вод. ст.; C_i — содержание рассматриваемого компонента в газе, используемом для приготовления смеси, % об. В случае использования чистого газа $C_i = 100\%$.

Аналогично ведется расчет при составлении смеси из нескольких компонентов. В знаменателе выражения (11-9) будет суммарное абсолютное давление после введения всех компонентов $Б + \Sigma\Delta p_i$, а в числителе — приращение давления Δp_i в результате введения i-го компонента, %,

$$C^x_i = \frac{\Delta p_i}{Б + \Sigma\Delta p_i} C_i. \qquad (11\text{-}10)$$

Если основой смеси служит технический азот из баллона, а кислород является одним из заданных компонентов, то расчет содержания O_2 в смеси ведется по формуле, %,

$$C^x_{O_2} = \frac{\Delta p_{O_2} + 0{,}01Б \cdot C'}{Б + \Sigma\Delta p_i} C_{O_2}, \qquad (11\text{-}11)$$

где C' — содержание O_2 в техническом азоте, % об.

После приготовления смеси манометр отключается и мешалкой выравниваются концентрации газов в объеме газометра. Для отбора пробы из газометра используется любой из двух отростков (*4* или *5*), который соединяется с дозирующим устройством хроматографа. Манометр при отборе пробы должен быть включен для контроля избыточного давления в газометре. Для получения контрольной смеси с меньшей концентрацией отдельных компонентов оставшуюся при атмосферном давлении в газометре смесь можно разбавить основным газом.

Вместо стеклянного газометра можно использовать устройство, показанное на рис. 11-27,*б*. Здесь газометром является металлический сильфон диаметром 100 мм, сверху и снизу закрытый приваренными к нему крышками. Верхняя крышка закрепляется жестко в штативе, нижняя может перемещаться вверх и вниз, меняя тем самым объем газометра. Перед приготовлением смеси нижняя крышка опускается до предельного положения и закрепляется в штативе. Этим обеспечивается постоянство объема газометра, необходимое для приготовления смеси методом парциальных давлений. Перемешивание смеси осуществляется периодическим сжатием и расширением газометра. В остальном процесс приготовления смеси и расчет концентрации соответствует описанному выше. При частичном использовании смеси избыточное давление в газометре поддерживается с помощью сжатия сильфона. В этом отношении схема с сильфонным газометром предпочтительнее, так как позволяет увеличить полезный объем смеси.

Поскольку изменение температуры окружающей среды может стать источником погрешностей, смесь следует приготавливать быстро. Газометр, в котором готовится смесь, и газометры с исходными газами необходимо держать в одном и том же помещении вдали от нагревательных приборов. При соблюдении этих условий необходимость в контроле температуры и введении температурных поправок отпадает.

Если предел измерения манометра окажется недостаточным, приготовление более бога-

той смеси можно начинать не при атмосферном давлении в газометре, а при некотором разрежении (в пределах шкалы манометра).

При соблюдении постоянства объема газометра и температуры окружающей среды в момент приготовления смеси точность этого метода зависит от точности измерения давления и составляет ±0,1% (по отношению к смеси).

Пример расчета концентрации при приготовлении смесей.

1. *Исходные данные.* Содержание компонентов в газах, используемых для приготовления смеси (в объемных процентах):

$$C_{H_2} = 99,18;\ C_{CH_4} = 98,60;\ C_{CO} = 99,46;$$
$$C_{CO_2} = 100;\ C_{O_2} = 100.$$

Основным компонентом смеси является технический азот, содержащий O_2 в количестве $C' = 0,6\%$.

2. В газометре, предварительно промытом азотом, устанавливается атмосферное давление, которое в момент приготовления смеси составляет $Б = 10\,322$ мм вод. ст.

3. Поочередно в газометр вводятся заданные компоненты. Приращение давления после введения каждого из компонентов составляет:

$$\Delta p_{H_2} = 22 \text{ мм вод. ст.};$$
$$\Delta p_{CH_4} = 58 \text{ мм вод. ст.};$$
$$\Delta p_{CO} = 36 \text{ мм вод. ст.};$$
$$\Delta p_{CO_2} = 598 \text{ мм вод. ст.};$$
$$\Delta p_{O_2} = 274 \text{ мм вод. ст.}$$

Избыточное давление в газометре после введения всех компонентов составляет $\Sigma\Delta p_i = 988$ мм вод. ст.; абсолютное давление в газометре $Б + \Sigma\Delta p_i = 10\,322 + 988 = 11\,310$ мм вод. ст.

4. По формуле (11-10) подсчитывается концентрация каждого компонента в смеси, % об:

$$C^x_{H_2} = \frac{22 \cdot 99,18}{11\,310} = 0,19;$$
$$C^x_{CH_4} = \frac{58 \cdot 98,60}{11\,310} = 0,50;$$
$$C^x_{CO} = \frac{36 \cdot 99,46}{11\,310} = 0,32;$$
$$C^x_{CO_2} = \frac{598 \cdot 100}{11\,310} = 5,28.$$

5. Подсчет концентрации кислорода в смеси производится по формуле (11-11):

$$C^x_{O_2} = \frac{274 + 0,01 \cdot 10\,322 \cdot 0,6}{11\,310} 100 = 2,96\%.$$

6. Содержание азота определяется по разности:

$$C^x_{N_2} = 100 - (0,19 + 0,50 + 0,32 + 5,28 + 2,96) = 90,75\%.$$

11-11. ПОГРЕШНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЯ И КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКОЙ АППАРАТУРЫ

В связи со спецификой хроматографической аппаратуры обычные метрологические характеристики, нормируемые для средств измерений, не всегда отражают действительную ценность аппаратуры и ее пригодность для решения различных аналитических задач, а в ряде случаев являются просто недостаточными.

Основные метрологические характеристики для серийно выпускаемых хроматографов обычно определяются заводом-изготовителем и представляются потребителю в технической документации на прибор. Однако параметры прибора в сильной степени зависят и от режимных условий (например, от стабильности поддержания расхода газа-носителя или температуры колонки), чистоты газа-носителя, условий подготовки сорбента, качества сборки тех или иных узлов, подбора чувствительных элементов и т. п. В связи с этим при настройке хроматографа, а также периодически в процессе работы необходимо проверять параметры прибора. Это позволит оценивать погрешность измерения, а также контролировать работу отдельных узлов хроматографа с целью своевременного принятия мер по устранению ошибок. Ниже рассмотрены основные параметры, определяющие метрологические и эксплуатационные характеристики хроматографа и кратко изложена методика их определения.

Время выхода прибора на режим — время от момента включения прибора до момента, начиная с которого характеристики прибора удовлетворяют требованиям технических условий. Обычно это время составляет 1—2 ч.

Уровень флуктуационных шумов определяется как максимальный размах (двойная амплитуда) короткопериодных колебаний нулевой линии в процентах от шкалы регистратора. Флуктуационные шумы — это кратковременная нестабильность нулевой линии, которая ограничивает надежность слабых сигналов и не позволяет применять их усиление. Причинами шумов часто могут быть колебания рабочих параметров (температуры, расхода газов-носителей, напряжения питания, атмосферного давления и др.).

При определении флуктуационных шумов обрабатывается участок диаграммной ленты за 1 ч с момента выхода прибора на режим при установке наиболее чувствительного предела измерения. Уровень флуктуационных шумов $Ф$, %,

$$Ф = \frac{\Delta x}{l} 100, \qquad (11\text{-}12)$$

где Δx — максимальный размах короткопериодных колебаний нулевой линии, мм; l — ширина диаграммной ленты, мм.

К современным хроматографам обычно предъявляется требование, чтобы уровень флуктуационных шумов не превышал 1%.

Дрейф нулевой линии определяется как максимальное смещение среднего положения нулевой линии в течение 1 ч после выхода прибора на режим и выражается в процентах шкалы регистратора в час. Дрейф нулевой линии проверяется при рабочем режиме прибора на самом чувствительном пределе измерения и подсчитывается по формуле, %/ч:

$$Д = \frac{\Delta l}{l} 100, \qquad (11\text{-}13)$$

где Δl — смещение нулевой линии, мм/ч.

Дрейф нулевой линии, или длительная нестабильность, представляет менее серьезную опасность, чем флуктуационные шумы, и поэтому для различных хроматографов нормируется обычно в пределах до 2—6%. Однако наличие дрейфа ограничивает практическую эффективность анализа, требующего длительного времени, и, безусловно, сказывается на точности. Причиной дрейфа нулевой линии может быть нестабильность расхода газа-носителя, отсутствие герметичности системы, влияние температуры и др.

Чувствительность прибора определяется обычно отношением выходного сигнала к входному. Выходной сигнал лучше всего выражать в единицах измерения физического явления, определяющего принцип действия детектора. Например, для детектора по теплопроводности, если обработка ведется по высоте пика, выходной

сигнал измеряется в милливольтах. Входной сигнал представляет собой количество введенного в колонку вещества. Сигнал детектора, а следовательно, и его чувствительность можно увеличить с помощью использования электронных усилителей. Однако увеличение чувствительности не всегда приводит к снижению минимальной концентрации вещества, на которую детектор может реагировать с определенной степенью надежности. В связи с этим вводится еще один критерий, характеризующий пороговую чувствительность.

Порог чувствительности — это минимальная концентрация примеси контрольного вещества в газе-носителе, которая при прохождении через детектор вызывает отклонение пера регистратора, вдвое превышающее уровень флуктуационных шумов. При анализе газов порог чувствительности удобнее всего выражать в объемных процентах. Следует иметь в виду, что концентрации, равные или близкие к порогу чувствительности, обычно измеряют с большой ошибкой. Несмотря на это порог чувствительности — наиболее важная техническая характеристика прибора, позволяющая оценить возможности прибора. Так, например, определение концентрации порядка 10^{-2}% с точностью ±5% не может быть осуществлено на приборе, имеющем порог чувствительности 10^{-3}%. Для таких измерений необходим порог, равный 10^{-5}%.

При определении порога чувствительности проводится не менее пяти последовательных анализов контрольной смеси при рабочем режиме прибора на шкале максимальной чувствительности. Контрольная смесь аттестуется по содержанию контрольного вещества с точностью не хуже ±5% относительных. Если хроматограммы обрабатываются по площадям пиков, порог чувствительности определяется по формуле, % об.:

$$C_{мин} = \frac{C_0 V b \cdot 2\Delta x}{Q h \mu}, \qquad (11\text{-}14)$$

где C_0 — концентрация контрольного вещества в смеси, % об.; V — объем дозы контрольной смеси, см³; b — скорость диаграммной ленты, мм/мин; Q — расход газа-носителя через детектор, см³/мин; h — среднее значение (из пяти измерений) высоты пика контрольного вещества, мм; μ — среднее значение (из пяти измерений) ширины пика контрольного вещества на половине высоты, мм.

При наличии сильно растянутых во времени пиков расчет по формуле (11-14) не характеризует действительную пороговую чувствительность прибора. В случае же очень узких пиков на результат расчета будет оказывать сильное влияние неравномерность движения диаграммной ленты. В связи с этим целесообразнее обрабатывать хроматограммы, выбирая за определяющий параметр высоту пика. В этом случае формула для подсчета порога чувствительности имеет вид, % об.:

$$C_{мин} = \frac{C_0 2\Delta x}{h}. \qquad (11\text{-}15)$$

Пороговую чувствительность хроматографов, предназначенных для анализа продуктов горения, следует проверять для тех компонентов, при определении которых по условиям поставленной задачи требуется высокая чувствительность. Обычно это O_2, CO, H_2 и CH_4. Основным компонентом в контрольной смеси при этом должен быть N_2.

Воспроизводимость абсолютных значений высот пиков определяется для каждого компонента как относительное среднеквадратичное отклонение измеренных индивидуальных значений абсолютных высот пиков и выражается в процентах от среднего значения высоты пика этого компонента. Воспроизводимость абсолютных значений высот пиков характеризует собой точность работы дозирующих устройств. При проверке проводится не менее 10 последовательных анализов при рабочем режиме прибора. Расчет погрешности ведется по формуле, %:

$$\sigma_{абс} = \frac{100n}{\sum_1^n h_i} \sqrt{\frac{\sum_1^n (\Delta h_i)^2}{n-1}}, \qquad (11\text{-}16)$$

где n — число измерений; $\sum_1^n h_i$ — сумма индивидуальных высот пиков, мм; $\sum_1^n (\Delta h_i)^2$ — сумма квадратов отклонений индивидуальных измерений высот пиков от среднего значения.

Воспроизводимость относительных значений высот пиков определяется как среднеквадратичное отклонение отношения измеренных индивидуальных значений высот пиков от среднего значения, измеряется в процентах и характеризует основную погрешность прибора. Проверка проводится путем последовательных анализов (не менее 10) смеси, содержащей все компоненты, подлежащие определению. Расчет погрешности ведется по формулам

$$\sigma_{отн} = 100 \sqrt{\frac{\sum_1^N (\Delta c_{im})^2}{N-1}}; \qquad (11\text{-}17)$$

$$\Delta c_{im} = |c_{im}| - \frac{\sum_1^N c_{im}}{N}; \qquad (11\text{-}18)$$

$$|c_{im}| = \frac{h_{im}}{\sum_1^n h_{im}}, \qquad (11\text{-}19)$$

где i — номер компонента; m — номер опыта; N — число опытов; c_{im} — относительное значение высоты пика i-го компонента m опыта; h_{im} — индивидуальное значение высоты пика i-го компонента, мм, в m опыте; n — число компонентов в контрольной смеси.

Для лабораторных хроматографов значения $\sigma_{абс}$ и $\sigma_{отн}$ обычно допускаются не более 1,5%, для промышленных — не более 2,5%.

Воспроизводимость времен удерживания определяется как относительное среднеквадратичное отклонение измеренных индивидуальных значений времени удерживания анализируемых веществ от среднего значения и измеряется в процентах. Проверка проводится при рабочем режиме прибора путем выполнения не менее 10 последовательных анализов многокомпонентной смеси. Расчет погрешности ведется по формуле, %:

$$\sigma_t = \frac{100n}{\sum_1^n t_i} \sqrt{\frac{\sum_1^n (\Delta t_i)^2}{n-1}}, \qquad (11\text{-}20)$$

где n — число измерений; $\sum_1^n t_i$ — сумма времен удерживания компонента, с; $\sum_1^n (\Delta t_i)^2$ — сумма квадратов от-

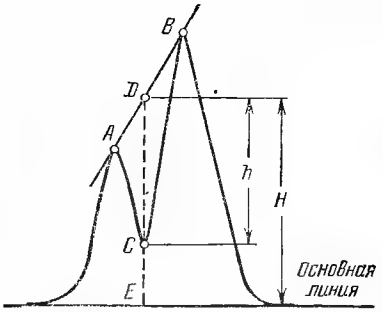


Рис. 11-28. Графическое определение степени разделения двух компонентов.

клонений индивидуальных измерений времен удерживания компонента от среднего значения.

Значение σ_t — для аналитических хроматографов не должно превышать 1—1,5%. Превышение погрешности σ_t сверх допустимых значений свидетельствует о неполадках в приборе (отсутствие герметичности, непостоянство расхода газа-носителя, непостоянство условий окружающей среды или температуры в термостате и др.).

Степень разделения компонентов. Критерием качества разделения смеси двух веществ может служить отношение расстояния между максимумами пиков к сумме их полуширин

$$K_{A,B} = \frac{\Delta l}{\mu_A + \mu_B}, \qquad (11\text{-}21)$$

где $K_{A,B}$ — степень разделения компонентов A и B; Δl — расстояние между максимумами пиков A и B, мм; μ_1 и μ_2 — ширина пиков A и B на половине их высоты (полуширина пиков), мм.

При неполном разделении компонентов бывают случаи, когда определить ширину пика на половине высоты не представляется возможным вследствие взаимного перекрывания зон соседних компонентов. Поэтому целесообразнее использовать графический способ определения степени разделения. При этом способе через вершины A и B двух смежных пиков проводится прямая (рис. 11-28), из которой на нулевую линию хроматограммы, через точку C, соответствующую промежуточному минимуму, опускается перпендикуляр. Далее измеряются отрезки $DE=H$ и $CD=h$. Отношение h/H принимается за степень разделения, %:

$$\sigma_{A,B} = \frac{h}{H} 100. \qquad (11\text{-}22)$$

Достижение наиболее полного разделения является основной задачей, определяющей выбор условий хроматографического процесса. Полнота разделения во многом определяет точность и чувствительность анализа. Это особенно важно в тех случаях, когда прибор калибруется по чистым газам, а не по искусственным контрольным смесям. Однако в некоторых случаях приходится умышленно идти на ухудшение разделения за счет других требований, которые часто приобретают первостепенное значение. Так, для промышленного контроля определяющим фактором может быть время, затрачиваемое на анализ. Иногда на неполное разделение идут ради снижения гидравлического сопротивления разделительной колонки.

Влияние изменения температуры окружающей среды — важный показатель, особенно для хроматографов переносного типа, в которых, как правило, разделительная колонка работает при комнатной температуре. Эту проверку лучше всего проводить в термостате при температуре окружающей среды +10; +20 и +35°С. При каждом значении температуры необходимо сделать не менее 5 анализов смеси, содержащей анализируемые компоненты. Если зависимость высоты пика от температуры окружающей среды получится линейной, во время проведения анализов можно пользоваться поправочным коэффициентом, который определяется отдельно для каждого компонента. Если эта зависимость нелинейна, при изменении температуры окружающей среды требуется проведение повторной калибровки прибора.

Нефункциональные характеристики хроматографа. Выше были рассмотрены критерии оценки хроматографов, которые необходимы для выполнения его технических функций. Однако при выборе хроматографа приходится считаться и с такими характеристиками, как стоимость и доступность, простота, надежность и др. В условиях работы наладочных групп электростанций и других промышленных предприятий важное значение приобретают такие параметры, как масса прибора и возможность его использования в переносных условиях. В этом случае существенное значение имеют выбор доступного газа-носителя, методы и частота проведения калибровок прибора, возможность легкого текущего ремонта, устойчивость к вибрациям, безопасность и т. д. Простота прибора является желательной характеристикой, однако она не должна достигаться за счет ухудшения более важных функциональных характеристик.

В практике хроматографического анализа для регистрации сигнала детектора обычно применяются самопишущие электронные потенциометры типа ЭПП-09 (шкала на 2,5 или 10 мВ) или КСП-4 (шкала на 1 мВ). Это надежные регистраторы с широкой диаграммной лентой. Однако их большие габариты и масса уменьшают преимущества малогабаритных переносных хроматографов. В то же время наблюдение за хроматограммой по показывающим приборам, в качестве которых иногда применяют милливольтметры типа М-136 и др., снижает точность и чувствительность анализа, лишает результаты анализа объективности, требует больших затрат времени и повышенной внимательности лаборанта.

Если все характеристики прибора находятся в пределах норм, погрешность хроматографа будет определяться степенью точности, с которой проведена калибровка прибора. Следует считать установленным, что при хорошей воспроизводимости результатов измерений возможно различие между воспроизводимостью данного ряда измерений и действительным содержанием компонента в газе. Разница между найденным и действительным содержанием компонента может быть значительно больше, чем между отдельными результатами ряда измерений и будет зависеть от той погрешности, которая допущена при приготовлении и аттестации контрольных калибровочных смесей, служащих в данном случае эталонами.

ГЛАВА ДВЕНАДЦАТАЯ

ИЗМЕРЕНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ОКИСЛОВ АЗОТА В ПРОДУКТАХ ГОРЕНИЯ

12-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Среди основных токсических веществ (твердые частицы, окислы серы, углерода и азота, канцерогены и др.), выбрасываемых в атмосферу котлоагрегатами, особое место занимают окислы азота.

Азот с кислородом может образовать шесть соединений: закись азота N_2O, окись азота NO, азотистый ангидрид N_2O_3, двуокись азота в двух состояниях (в виде собственно двуокиси NO_2 и четырехокисного азота N_2O_4) и азотный ангидрид N_2O_5.

В окружающую атмосферу могут попадать с продуктами горения различные окислы азота; их принято обозначать NO_x. Преобладающим соединением является NO, которая при наличии кислорода окисляется до NO_2. В зависимости от конструкции топочного устройства и режима горения содержание окислов азота в продуктах горения котельных установок находится в пределах от 0,2 до 2 г/м³.

Предельно допустимые концентрации окислов азота (в пересчете на NO_2);

	мг/м³	% об.
В атмосферном воздухе населенных пунктов	0,085	$4 \cdot 10^{-6}$
В воздухе рабочих зон промышленных предприятий	5,0	$240 \cdot 10^{-6}$

Окислы азота характеризуются вредным воздействием, в связи с чем экспериментатору необходимо это учитывать при проведении анализов.

Для определения содержания окислов азота в смеси газов существует большое количество приборов, основанных на различных принципах. Однако почти все известные методы и приборы предназначены для санитарного контроля за содержанием окислов азота в воздухе. При использовании этих методов для определения концентрации окислов азота в продуктах горения возникает ряд трудностей, в основном вызванных следующим:

концентрация окислов азота в продуктах горения значительно превышает их концентрации в воздухе, что требует многократного разбавления пробы;

продукты горения могут содержать различные компоненты, мешающие определению окислов азота (например, сернистый газ, сероводород и др.);

присутствие в продуктах горения избыточного кислорода и значительного количества водяных паров ставит под сомнение представительность пробы при ее отборе, хранении и разбавлении.

В связи с тем, что отечественная аппаратура, предназначенная специально для определения и непрерывной регистрации окислов азота, содержащихся в продуктах горения, в настоящее время серийно не выпускается, ниже приводится изложение методик определения окислов азота, получивших наибольшее распространение в практике проведения теплотехнических испытаний.

12-2. ЛИНЕЙНО-КОЛОРИСТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОКИСЛОВ АЗОТА

Метод основан на реакции между NO_2 и реактивом индикаторного порошка с образованием продукта реакции, имеющего окраску, отличную от окраски порошка. При этом длина изменившего окраску столбика индикаторной трубки пропорциональна концентрации двуокиси азота. Поскольку индикаторный порошок реагирует только на NO_2, при определении в пробе NO газ пропускают через последовательно соединенные трубки — окислительную и индикаторную.

Отечественная промышленность выпускает следующие переносные экспресс-анализаторы: прибор УГ-2 (Черкасский завод химреактивов), прибор ГХ-4 (Донецкий завод горноспасательного оборудования и аппаратуры), прибор ЭА0201 (разработка СКБ аналитического приборостроения АН СССР).

Универсальный газоанализатор УГ-2. Прибор выпускается в настоящее время большими сериями для определения шестнадцати различных газов и паров. Он состоит из газозаборного устройства, общего для всех определяемых газов, измерительных шкал, набора реактивов и принадлежностей для приготовления индикаторных, окислительных и поглотительных трубок.

Исследуемый газ протягивают через систему с помощью газозаборного устройства, состоящего из резинового сильфона с пружиной, размещенной внутри сильфона в металлическом стакане. Сильфон предварительно сжимают посредством растяжения пружины штоком. Для определения каждого вещества подобраны оптимальные объем и скорость просасывания исследуемого газа через индикаторную трубку с таким расчетом, чтобы при концентрации газа в воздухе, близкой к предельно допустимой, в течение наименьшей продолжительности просасывания получить наибольшую длину окрашенного слоя с четкой границей раздела. В качестве индикаторного порошка используется силикагель, пропитан-

ный спиртовым раствором *о*-дианизидина, подкисленным уксусной кислотой. Окислительным порошком служит силикагель, обработанный 5%-ным раствором перманганата калия, подкисленным ортофосфорной кислотой.

Двуокись азота, $NO+NO_2$ или окись азота в виде NO_2 определяются в интервале концентраций от 0 до 0,2 г/м³. Продолжительность определения в пределах от 0 до 0,05 г/м³ составляет 7 мин при объеме пробы 325 мл, от 0 до 0,2 г/м³ — 5 мин при объеме пробы 150 мл. Габаритные размеры газозаборного устройства 95×95×200 мм, масса 1,5 кг. По паспортным данным прибор УГ-2 имеет погрешность ±10% верхнего предела каждой шкалы газоанализатора при колебаниях температуры исследуемого воздуха от 10 до 30°С и давлении 740—780 мм рт. ст. При определении окислов азота в продуктах горения относительная погрешность измерения значительно возрастает и достигает ±30—35%. Наличие в пробе газа сернистых соединений вообще исключает возможность получения достоверных результатов.

Газоопределитель ГХ-4. Прибор предназначен для быстрого количественного определения в воздухе CO, SO_2, H_2S и окислов азота (NO и NO_2). Принцип его действия основан на цветной реакции, происходящей между анализируемым газом и соответствующим реактивом, нанесенным на силикагель. Длина окрашенного слоя пропорциональна величине определяемой концентрации. Применяя соответствующие индикаторные трубки, можно определять следующие газы:

Анализируемый газ	CO	H_2S	SO_2	$NO+NO_2$
Пределы измерений, мг/л	0—0,25	0—0,1	0—0,2	0—0,16

Пробу воздуха отбирают меховым аспиратором типа АМ-3. Основной его частью являются резиновые мехи, внутри которых расположены пружины, удерживающие его в растянутом положении. При сжатии мехов воздух выходит через выпускной клапан. Дистанционные ремешки ограничивают ход мехов. Время полного раскрытия мехов при индикаторной трубке, имеющей сопротивление 125 мм рт. ст., составляет 8—9 с. Объем просасываемого воздуха за полный ход аспиратора 100 мл. Аспиратор приводят в действие одной рукой. Масса прибора 300 г.

Индикаторные трубки изготовлены из стекла и имеют длину 125 мм, наружный диаметр 7 мм. Они заполняются в заводских условиях индикаторным порошком и запаиваются с двух сторон. Перед отбором пробы концы индикаторной трубки отламываются с помощью проушины аспиратора. На поверхности трубок нанесены: формула определяемого вещества, маркировочные кольца с указанием концентрации и стрелка, указывающая направление движения воздуха через трубку. Срок годности индикаторных трубок 15 мес. со дня изготовления.

Метод определения окислов азота основан на окислении NO до NO_2 и последующей ее реакции с йодидом калия. В верхней части трубки находится окрашенный в темно-фиолетовый цвет слой окислителя—силикагеля, обработанного раствором перманганата калия в кислой среде. Другая часть трубки заполнена индикаторным порошком, обработанным смесью растворов йодида калия и крахмала; выделившийся в результате реакции йод окрашивает в присутствии крахмала индикаторный порошок в синий цвет.

В соответствии с паспортными данными на газоопределитель ГХ-4 погрешность измерения окислов азота в воздухе составляет ±25%. При использовании прибора для анализа продуктов горения погрешность возрастает за счет необходимости многократного разбавления пробы воздухом. Работами ВТИ показано, что уменьшить погрешность измерения можно, применяя такое разбавление пробы воздухом, при котором показание концентрации по шкале трубок лежит в пределах от 0,0010 до 0,0013% об.; при объеме пробы 500 мл (5 прокачиваний).

12-3. КОЛОРИМЕТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОКИСЛОВ АЗОТА В РАСТВОРЕ

Эти методы основаны на окислении NO до NO_2, поглощении NO_2 индикаторным реактивом и последующем измерении интенсивности образовавшегося красителя с помощью искусственной стандартной шкалы или фотоэлектроколориметра.

Известно множество разновидностей жидких химических методов. Отличаются они друг от друга как в конструктивном оформлении, так и рецептами приготовления окислительного раствора и индикаторного реактива. Наиболее часто в качестве индикаторного реактива используют реактивы Грисса-Илосвая и Зальцмана, обеспечивающие высокую чувствительность, хорошую степень окрашиваемости и стабильность цвета. Однако эти методы весьма трудоемки и длительны, в связи с чем они нашли применение лишь в качестве контрольных.

Метод анализа по ГОСТ 17577-72. Этот метод предназначен для определения микро- и ультрамикроконцентраций окислов азота (NO и NO_2) в газах (в азоте, водороде, аргоне, гелии, воздухе и их смесях) в пределах от $1\cdot10^{-7}$ до $5\cdot10^{-3}$% об.

Погрешность метода: ±20% — для концентрации окислов азота от $1\cdot10^{-7}$ до $1\cdot10^{-6}$% об.; ±11% — для концентраций свыше $1\cdot10^{-6}$ до

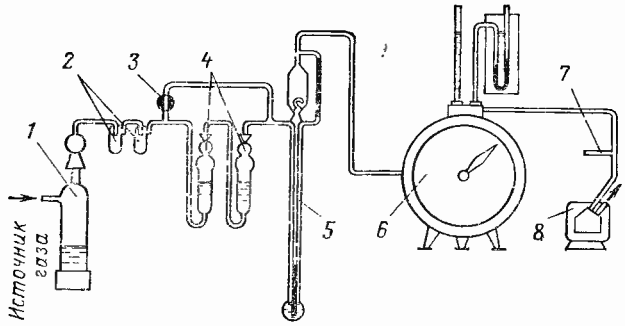


Рис. 12-1. Схема установки для определения окислов азота по ГОСТ 17577-72.

1 — окислительный сосуд; *2* — ловушки; *3* — соединительный кран; *4* — поглотительные сосуды; *5* — реометр; *6* — газовый барабанный счетчик; *7* — винтовой зажим; *8* — ротационный побудитель расхода.

$1 \cdot 10^{-5}$% об.; ±5% — для концентраций свыше $1 \cdot 10^{-5}$ до $5 \cdot 10^{-3}$% об. Температура анализируемого газа и окружающей среды должна быть от 10 до 30°С. Допускается присутствие в анализируемом газе SO_2 и H_2S в количестве, не превышающем пятикратные концентрации окислов азота.

Принцип метода определения — колориметрический, основанный на измерении интенсивности окраски азокрасителя, образовавшегося при непосредственном поглощении индикаторным реактивом NO_2 из пробы анализируемого газа. При анализе окиси азота она предварительно переводится в NO_2 окислением 2%-ным раствором $KMnO_4$ в 15%-ном растворе H_3PO_4. Интенсивность окраски азокрасителя, зависящую от концентрации NO_2, определяют на фотоколориметре. Схема установки для определения окислов азота показана на рис. 12-1.

Приготовление растворов. Индикаторный реактив. 10,00 г 2,5-дисульфокислоты анилина, 0,5 г α-нафтилэтилендиамина дихлоргидрата и 10,0 г лимонной кислоты переносят в мерную колбу вместимостью 1000 мл, растворяют в небольшом количестве дистиллированной воды и доводят объем раствора водой до метки. Затем раствор пропускают через бумажный фильтр в сосуд из светозащитного стекла. Срок хранения индикаторного реактива — не более трех дней при температуре 20±5°С и не более десяти дней при температуре от 2 до 5°С.

Окислительный раствор. 4,00 г $KMnO_4$ переносят в мерную колбу вместимостью 200 мл, заполняют колбу на 2/3 объема дистиллированной водой. После растворения $KMnO_4$ добавляют 21,2 мл ортофосфорной кислоты (плотностью 1,725 при температуре 20°С) и доводят объем раствора дистиллированной водой до метки. Окислительный раствор хранят в темноте при температуре 20±5°С не более семи дней.

Стандартный раствор № 1. 0,1935 г нитрита натрия переносят в мерную колбу вместимостью 1000 мл и доводят объем раствора дистиллированной водой до метки. 1 мл стандартного раствора № 1 эквивалентен 0,1 мл газообразной NO или NO_2, измеренной при температуре 20°С и давлении 760 мм рт. ст. Срок хранения раствора не более одного месяца при температуре 20±5°С.

Стандартный раствор № 2. 10 мл стандартного раствора № 1 переносят в мерную колбу вместимостью 200 мл и доводят объем раствора дистиллированной водой до метки. 1 мл стандартного раствора № 2 эквивалентен 0,005 мл газообразной NO или NO_2, измеренной при температуре 20°С и давлении 760 мм рт. ст. Раствор хранят при температуре 20±±5°С не более трех дней.

Построение калибровочного графика проводят перед анализом пробы. Для этого в стеклянных пробирках готовят калибровочные растворы, смешивая стандартный раствор № 2, индикаторный реактив и дистиллированную воду в соотношениях, указанных в табл. 12-1. Индикаторный реактив отбирают пипеткой или с помощью медицинского шприца, предохраняя его от воздействия света черной светонепроницаемой бумагой. Перемешивают калибровочные растворы путем трехкратного опрокидывания пробирок сразу же после приготовления и по истечении 10 мин. Затем переносят их в кювету с толщиной поглощающего слоя 3 см и определяют плотность с помощью фотоколориметра. Устанавливают нуль фотоколориметра по нулевому калибровочному раствору, наливаемому в равных количествах в две колориметрические кюветы. Колориметрирование проводят с зеленым светофильтром. Оптическую плотность калибровочных растворов определят три раза,

Таблица 12-1

Калибровочные растворы

Номера калибровочных растворов	Количество, мл			Содержание NO (NO_2) в пробе, эквивалентное приливаемому объему стандартного раствора № 2, мл
	стандартного раствора № 2	дистиллированной воды	индикаторного реактива	
0	—	2,0	18	0,0000
1	0,1	0,9	9	0,0005
2	0,2	0,8	9	0,0010
3	0,3	0,7	9	0,0015
4	0,4	0,6	9	0,0020
5	0,5	0,5	9	0,0025
6	0,6	0,4	9	0,0030
7	0,7	0,3	9	0,0035
8	0,8	0,2	9	0,0040
9	0,9	0,1	9	0,0045
10	1,0	—	9	0,0050

каждый раз с вновь приготовленными растворами.

По полученным средним значениям оптических плотностей строят калибровочный график. На оси абсцисс откладывают содержание NO (NO_2), выраженное в миллитрах, а на оси ординат — соответствующее значение оптической плотности калибровочного раствора.

Сборка установки осуществляется по схеме, приведенной на рис. 12-1. Все части установки до реометра соединяют полиэтиленовыми трубками, а после реометра — резиновыми трубками. Кран смазывают вакуумной смазкой и тщательно очищают проходное отверстие от возможного попадания смазки. Затем систему проверяют на герметичность, для чего присоединяют мановакуумметр с соединительной трубкой к выходному отверстию реометра. Входное отверстие окислительного сосуда плотно закрывают и создают разрежение 680±20 кгс/м^2, после чего закрывают кран. Установку считают герметичной, если падение разрежения в ней не превышает 2 мм вод. ст. в течение 10 мин. Окислительный сосуд и поглотительные сосуды отсоединяют от установки и в первый из них наливают 200 мл окислительного раствора, а в последние — по 10 мл индикаторного реактива, после чего сосуды включают в схему установки.

Проведение анализа. Перед отбором проб установку продувают анализируемым газом, для чего открывают кран *3*, включают побудитель расхода *8* и винтовым зажимом *7* устанавливают расход газа 0,35±0,5 л/мин. Продувку установки в зависимости от определяемой концентрации окислов азота ведут в течение времени, указанного в табл. 12-2. По окончании продувки закрывают кран *3* и просасывают анализируемый газ через установку с тем же расходом. Объем пробы газа на один анализ отбирают в соответствии с табл. 12-3, измеряя ее газовым счетчиком *6*. Одновременно измеряют температуру и давление газа, прошедшего через счетчик, и атмосферное давление.

Если анализируемый газ находится под избыточным давлением, обеспечивающим заданный расход, пробу отбирают без использования побудителя расхода *8*.

Таблица 12-2

Продувка установки

Концентрация окисл азота, % об.	Время продувки, мин	Расход газа на продувку, л
От 10^{-3} до 10^{-4}	10	3,5
Менее 10^{-4} до 10^{-5}	20	7,0
Менее 10^{-5} до 10^{-6}	30	10,5
Менее 10^{-6} до 10^{-7}	60	21,0

Таблица 12-3

Объем пробы газа

Концентрация окислов азота, % об.	Объем газа на один анализ, л	Время отбора
От $1\cdot10^{-7}$ до $1\cdot10^{-6}$	От 100,0 до 25,0	От 5,0 до 1,5 ч
От $1\cdot10^{-6}$ до $1\cdot10^{-5}$	Менее 25,0 до 10,0	Менее 1,5 до 0,5 ч
От $1\cdot10^{-5}$ до $1\cdot10^{-4}$	Менее 10,0 до 2,0	Менее 30,0 до 6,0 мин
От $1\cdot10^{-4}$ до $5\cdot10^{-4}$	Менее 2,0 до 0,5	Менее 6,0 до 3,0 мин
От $5\cdot10^{-4}$ до $1\cdot10^{-3}$	Менее 0,5 до 0,2	Менее 3,0 до 1,5 мин
От $1\cdot10^{-3}$ до $2\cdot10^{-3}$	Менее 0,2 до 0,1	Менее 1,5 до 1,0 мин
От $2\cdot10^{-3}$ до $5\cdot10^{-3}$	Менее 0,1	Менее 1,0 до 0,5 мин

При определении в газе только NO_2 отбор проб проводят без окислительного сосуда *1* и ловушек *2*. При раздельном определении NO и NO_2 перед окислительным сосудом *1* ставят дополнительно еще два поглотительных сосуда *4*, в каждый из которых наливают по 10 мл индикаторного реактива. Перед отбором проб газа с неизвестными концентрациями окислов азота для установления объема пробы и времени отбора пробы следует проводить предварительное определение. Для этого в поглотительный сосуд *4* наливают 10 мл индикаторного реактива и отбирают газ в таком количестве, чтобы было заметно изменение окраски реактива. После определения оптической плотности, исходя из полученных предварительных данных о концентрации окислов азота, устанавливают объем и время отбора пробы анализируемого газа. При использовании этого метода для анализа продуктов горения, естественно, требуется многократное разбавление пробы.

После окончания отбора пробы отсоединяют поглотительные сосуды от установки. По истечении 10 мин содержимое каждого поглотительного сосуда переливают в колориметрические кюветы с толщиной поглощающего слоя 3 см. Оптическую плотность пробы определяют на фотоколориметре. В качестве нулевых растворов применяют индикаторный реактив.

По полученным значениям оптических плотностей на калибровочном графике находят количество, мл, NO или NO_2 в пробе из каждого поглотительного сосуда, а затем рассчитывают концентрацию NO или NO_2.

Обработка результатов анализа. Концентрацию NO или NO_2 в объемных процентах в анализируемом газе рассчитывают по формуле

$$C = \frac{a_1}{V_{20}\cdot 10} + \frac{a_2}{V_{20}\cdot 10}, \qquad (12\text{-}1)$$

где C — концентрация NO или NO_2 в газе, % об.; a — содержание NO или NO_2 в пробе (находят по калибровочному графику) отдельно из первого (a_1) и из второго (a_2) поглотительных сосудов, мл; V_{20} — объем пробы газа, отобранный на анализ, приведенный к температуре 20°С и давлению 760 мм рт. ст., л; 10 — коэффициент пересчета в объемные проценты (1% об. соответствует 10 мл NO или NO_2 в 1 л газа).

Объем газа приводят к заданным условиям по формуле

$$V_{20} = 0{,}3855\,\frac{V_{t,p}\,(p_t + p)}{273 + t}, \qquad (12\text{-}2)$$

где $V_{t,p}$ — объем пробы газа, отобранной на анализ, при температуре t и давлении p, л; p_t — атмосферное давление, мм рт. ст.; p — показание манометра газового счетчика, мм рт. ст.; t — средняя температура газа по термометру газового счетчика, °С.

Концентрацию NO_2, мг/м³, при температуре 20°С и давлении 760 мм рт. ст. рассчитывают по формуле

$$C_{NO_2} = 1{,}92 \cdot 10^4 \cdot C, \qquad (12\text{-}3)$$

где $1{,}92 \cdot 10^4$ — коэффициент пересчета, равный:

$$\frac{46 \cdot 1000}{24{,}010 \cdot 100}\,1000,$$

где 46 — молекулярная масса NO_2, г; 24,010 — молярный объем NO_2 при температуре 20°С и давлении 760 мм рт. ст., л.

Концентрацию NO, мг/м³, при температуре 20°С и давлении 760 мм рт. ст. расчитывают по формуле

$$C_{NO} = 1{,}25 \cdot 10^4 \cdot C, \qquad (12\text{-}4)$$

где $1{,}25 \cdot 10^4$ — коэффициент пересчета, равный:

$$\frac{30 \cdot 1000}{24{,}029 \cdot 100}\,1000,$$

где 30 — молекулярная масса NO, г; 24,029 — молярный объем NO при температуре 20°С и давлении 760 мм рт. ст.

Метод с суточным доокислением. Этот метод предназначен для определения содержания суммы $NO + NO_2$ в воздухе производственных помещений при санитарном контроле. Метод основан на окислении NO в NO_2 кислородом воздуха, поглощении NO_2 раствором йодистого калия и колориметрическом определении нитрит-иона по реакции Грисса-Илосвая. Определению мешают нитросоединения, легко отщепляющие нитрит-ион.

Приготовление растворов. Реактив Грисса-Илосвая. 0,5 г сульфаниловой кислоты растворяют в 150 мл 10%-ной уксусной кислоты. 0,1 г α-нафтиламина растворяют в маленькой колбе в 20 мл дистиллированной воды и нагревают на кипящей водяной бане до образования на дне лиловой капли; раствор декантируют и добавляют 10%-ной уксусной кислоты до 150 мл. Растворы сохраняют в склянках с притертыми пробками. Перед употреблением оба раствора смешивают в отношении 1 : 1.

Калий йодистый KI — 8%-ный раствор в дистиллированной воде.

Стандартный раствор № 1. 0,0150 г нитрита натрия растворяют в 100 мл дистиллированной воды. Дистиллированная вода и все реактивы не должны давать положительной реакции на нитрит-ион; 1 мл этого раствора соответствует 100γ/мл NO_2. Раствор пригоден к употреблению в течение 6 мес.

Таблица 12-4

Калибровочные растворы

Номера растворов	Количество, мл			Содержание NO_2, γ/мл
	стандартного раствора № 3	стандартного раствора № 2	8%-ного раствора йодистого калия	
1	—	—	5,0	0
2	0,3	—	4,7	0,3
3	0,5	—	4,5	0,5
4	—	0,1	4,9	1,0
5	—	0,2	4,8	2,0
6	—	0,3	4,7	3,0
7	—	0,4	4,6	4,0
8	—	0,5	4,5	5,0

Стандартный раствор № 2, содержащий 10γ/мл NO_2, готовят разбавлением раствора № 1 в 10 раз 8%-ным раствором KI.

Стандартный раствор № 3, содержащий 1γ/мл NO_2, готовят разбавлением раствора № 2 в 10 раз 8%-ным раствором KI. Раствор пригоден к употреблению в течение 1 мес.

Построение калибровочного графика ведется на основе определения (фотоколориметром) оптической плотности растворов, приготовленных в соответствии с табл. 12-4. При этом используют кюветы длиной 10 мм с применением зеленого светофильтра.

Проведение анализа. В колбу вместимостью 1 л вводят 50 мл 8%-ного раствора KI. Колбу плотно закрывают и с помощью вакуумного насоса создают в ней разрежение. Затем вводят в колбу определенный объем анализируемого газа и добавляют воздух до атмосферного давления. Оставляют колбу на 24 ч для окисления NO. Затем раствор из колбы сливают в мерную колбу, доводят его объем дистиллированной водой до объема 200 мл и перемешивают. 5 мл этого раствора смешивают с 5 мл реактива Грисса-Илосвая, добавляют 40 мл дистиллированной воды и в сосуде с притертой пробкой греют в течение 5 мин на водяной бане. Затем раствор охлаждают и выдерживают в течение 40 мин. После этого измеряют оптическую плотность на фотоколориметре.

Обработка результатов анализа. Концентрацию NO_2, мг/м³, вычисляют по формуле

$$C = \frac{aV_1}{VV_0}, \qquad (12\text{-}5)$$

где a — количество NO_2, найденное в анализируемом объеме жидкой пробы, г; V_1 — общий объем жидкой пробы, мл; V — объем жидкой пробы, взятый для анализа, мл; V_0 — объем газообразной пробы, взятый для анализа, приведенный к нормальным физическим условиям, л.

ГЛАВА ТРИНАДЦАТАЯ

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ И ОТБОР ПРОБ ИЗ ТОПОЧНЫХ КАМЕР

13-1. ИЗМЕРЕНИЕ ПОТЕРЬ ТЕПЛА ОГРАЖДАЮЩИМИ ПОВЕРХНОСТЯМИ КОТЛОАГРЕГАТОВ

Определения потери тепла через внешние ограждающие поверхности прежде всего необходимо для уточнения потери тепла котлоагрегатом в окружающую среду q_5 [32]. Количество тепла, протекающее через внешние поверхности ограждающих стенок, проще всего можно определить при помощи тепломера системы ОРГРЭС типа ИТП-2 (рис. 13-1).

В отличие от существующих тепломеров, действующих как дополнительная стенка (пояса Шмидта и др.), тепломер ОРГРЭС основан на компенсационном методе измерения, т. е. на уравнивании температур исследуемой поверхности и накладываемого на нее специального нагревательного элемента. Указанный метод измерения позволяет определять потери тепла при постоянных и переменных режимах работы котлоагрегата.

Тепломер типа ИТП-2 состоит из датчика, вторичного электроизмерительного прибора (миллиамперметра), нуль-гальванометра и источника питания. Датчик тепломера (плоский для плоских поверхностей или с небольшим радиусом кривизны для цилиндрических поверхностей) имеет алюминиевый корпус, в котором заключены электрический нагреватель и батарея дифференциальных термопар.

Влияние на нагревательный элемент теплового потока от исследуемой поверхности устраняется отводом тепла корпусом датчика и наличием теплоизоляционной прокладки под нагревательным элементом. В результате действия теплового потока от нагревательного элемента появляется общая изотермическая поверхность, включающая исследуемую поверхность, наружную поверхность корпуса датчика и поверхность пластины (нагревательного элемента). Таким образом, при равенстве исходных температур нагревательный элемент имеет практически ту же теплоотдачу, что и исследуемая поверхность.

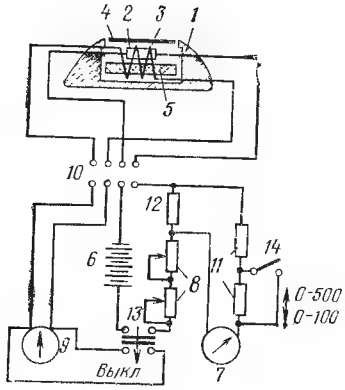


Рис. 13-1. Электрическая схема тепломера ОРГРЭС типа ИТП-2.

1 — корпус датчика; *2* — нагреватель; *3* — термопары; *4* — теплопроводная пластина; *5* — теплоизоляционная прокладка; *6* — источник питания; *7* — миллиамперметр; *8* — реостаты; *9* — нуль-прибор; *10* — штекерный разъем; *11* — дополнительное сопротивление; *12* — шунт; *13* и *14* — переключатели.

Питание нагревателя ведется от батарей типа «Сатурн».

Исходя из выбранных пределов измерения 0—100 и 0—500 ккал/(м²·ч), площади нагреваемого элемента 6 см² и сопротивления 25 Ом, пределы измерения миллиамперметра соответственно равны 52,9 и 118,2 мА.

Допустимая погрешность измерения тепломером ИТП-2 не превышает ±12% в пределах 0—100 ккал/(м²·ч) и ±7% в пределах 0—500 ккал/(м²·ч). Продолжительность каждого очередного измерения, обусловленная инерционностью прибора типа ИТП-2, составляет 3—8 мин для плоских поверхностей и 20—30 мин для цилиндрических поверхностей. При измерении теплового потока датчик тепломера при помощи рукоятки прижимают основанием (плоской частью корпуса) к исследуемой поверхности, включают питание нагревательного элемента и, изменяя реостатом ток, устанавливают стрелку индикатора на нулевую отметку шкалы. После этого отсчитывают показания вторичного прибора.

По найденному удельному тепловому потоку $q^т$ определяют общую потерю тепла, ккал/ч, наружной поверхностью ограждения котлоагрегата по формуле

$$Q'_5 = q^т_1 f_1 + q^т_2 f_2 + q^т_3 f_3 + \ldots + q^т_n f_n, \qquad (13\text{-}1)$$

или, %,

$$q'_5 = \frac{Q'_5}{BQ^р_р} 100, \qquad (13\text{-}2)$$

где $q^т_1, q^т_2, q^т_3, \ldots, q^т_n$ — значения удельных тепловых потоков по показанию тепломера на поверхности ограждения в центре участков, ккал/(м²·ч); $Q^р_р$ — располагаемое рабочее тепло, ккал на 1 кг или на 1 м³ топлива; $f_1, f_2, f_3, \ldots, f_n$ — площади участков ограждения котлоагрегата, м²; q'_5 — относительная потеря тепла через ограждение котлоагрегата, %; B — расход рабочего топлива, кг/ч.

При отсутствии тепломера потерю тепла в окружающую среду можно определить по данным измерений средних температур поверхности ограждения котлоагрегата и окру-

жающего воздуха. В этом случае относительное значение потери тепла, %:

$$q_5 = \frac{\alpha_п F}{BQ^р_р}(t_п - t_в)\,100, \qquad (13\text{-}3)$$

где $\alpha_п$ — результативный коэффициент теплоотдачи (конвекцией и излучением) наружной поверхности ограждения котлоагрегата в окружающую среду, обычно равный 12—22 ккал/(м²·ч·°С); $t_п$ и $t_в$ — средние температуры поверхности ограждения котлоагрегата и окружающего воздуха, °С; F — суммарная наружная площадь поверхности ограждения котлоагрегата, м².

Для вычисления $\alpha_п$, ккал/(м²·ч·°С), применяются формулы:

при свободном движении воздуха со скоростью до 0,3 м/с

$$\alpha_п = 1{,}43\sqrt[3]{(t_п - t_в)} + 4{,}4\left[\frac{(273+t_п)^4 - (273-t_в)^4}{100^4\,(t_п - t_в)}\right] \qquad (13\text{-}4)$$

или по формуле М. А. Михеева

$$\alpha_п = 5{,}62 A_t\left(\frac{t_п - t_в}{h}\right)^{0,25}; \qquad (13\text{-}5)$$

при вынужденном движении воздуха со скоростью более 0,3 м/с

$$\alpha_п = 0{,}032\,\frac{\lambda}{h^{0,2}}\left(\frac{w}{\nu}\right)^{0,8}, \qquad (13\text{-}6)$$

где λ — коэффициент теплопроводности воздуха, ккал/(м·ч·°С); h — высота участка ограждения, мм; w — скорость движения воздуха (по показанию анемометра), м/с; ν — кинематическая вязкость воздуха, м²/с; A_t — коэффициент, зависящий от температуры воздуха (равный 1,19—1,17 в интервале температур 0—100°С).

Для определения средней температуры наружной поверхности ограждения котлоагрегата последнюю разбивают на ряд участков площадью 2—4 м², в центре которых измеряют температуру поверхности. Измерение ведется термощупом (рис. 13-2), состоящим из измерительного жезла (датчика) и переносного или встроенного в рукоятку жезла вторичного прибора. По данным этих измерений средняя температура ограждения, °С, подсчитывается по формуле

$$t_п = \frac{t'_1 f_1 + t'_2 f_2 + \ldots + t'_z f_z}{F}, \qquad (13\text{-}7)$$

где $t'_1, t'_2, \ldots, t'_z$ — температуры поверхности ограждения в центре участков, °С; $f_1, f_2, \ldots, f_z$ — площади участков ограждения, м².

Применяются термощупы с чувствительным элементом в виде ленточной термопары (рис. 13-2) или бескаркасного медного термометра сопротивления градуировки 23 конструкции ОРГРЭС. Температура окружающего воздуха измеряется с помощью ртутного термометра с ценой деления не более 0,5°С или же термощупом с бескаркасным термометром сопротивления. Чувствительный элемент датчика в обоих случаях помещается при этом на расстоянии 0,8—1,5 м от каждой точки измерения температуры поверхности ограждения котла в перпендикулярном направлении. Средняя температура окружающего воздуха находится как среднеарифметическое по формуле (6-20).

Чувствительный элемент термощупа ОРГРЭС выполняется в двух модификациях: ленточный, наклеенный на полотняную ленту, растягиваемую стальной полоской, и плоской бескаркасный, наклеенный на полоску сукна, закрепленную на концах дугообразной пружины.

Первый из указанных элементов применяется для измерения температуры круглых и выпуклых поверхностей, а второй — плоских. Закрепленный на жезле термометр сопротивления вызывает в месте соприкосновения его с исследуемой поверхностью частичное искажение температурного поля. Ввиду этого к показанию прибора следует вводить поправку, значение которой зависит от разности темпе-

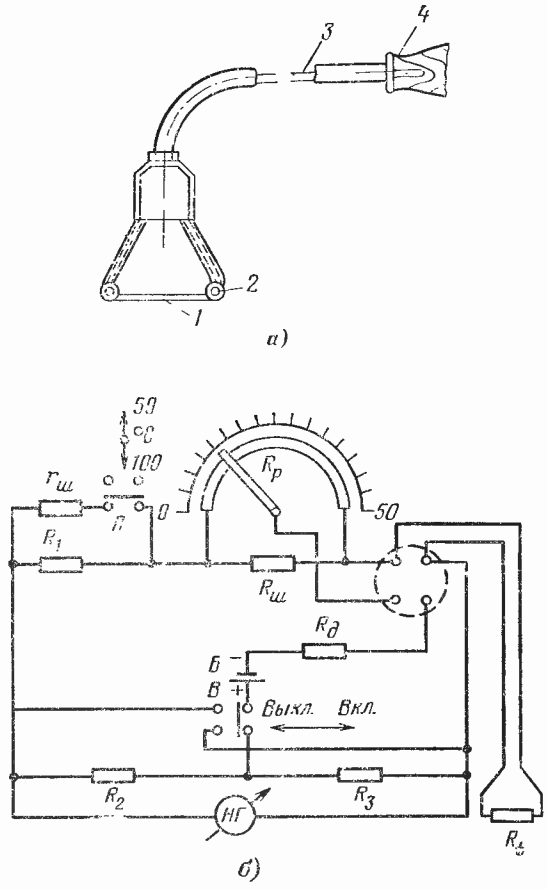


Рис. 13-2. Схемы термощупов.

а — с чувствительным элементом в виде ленточной термопары; *1* — лента термоэлектрода; *2* — ролик из изоляционного материала; *3* — провода; *4* — ручка; *б* — термощуп ОРГРЭС с бескаркасным термометром сопротивления.

Таблица 13-1

Основные характеристики термощупов с ленточной термопарой

Наименование чувствительного элемента термощупа	Индекс	Пределы измерений, °С	Длина термопары, мм
Хромель-копель	ТХКП-XVIII	0—400	100
	ТХКП-551	0—600	174
	ТХКП-711	0—350	335, 610
	ТХКП-541	0—600	5000

ратур исследуемой поверхности и окружающего воздуха, а также от скорости движения. Для термощупа с плоским термометром сопротивления эта поправка составляет около 2—3% при измерениях в неподвижном воздухе и около 5% — при скорости воздуха 1—2 м/с. Поправка для термощупа с ленточным термометром сопротивления обычно невелика.

Вторичный прибор термощупа ОРГРЭС с плоским термометром сопротивления (рис. 13-2,*б*) с пределами шкалы 0—50 и 50—100°С собран по схеме уравновешенного измерительного моста постоянного тока. Активным плечом моста является термометр сопротивления R_t. На панели вторичного прибора размещены: шкала реохорда $R_р$ моста, градуированная в градусах Цельсия, нулевой гальванометр (индикатор моста) *НГ*, переключатель пределов измерения *П* и выключатель *В* питания моста. Питание измерительной схемы прибора осуществляется от сухого элемента *Б* типа ІКС-V-3. Погрешность измерения температуры термощупом равна ±0,5°С.

Термощуп с чувствительным элементом в виде ленточной термопары (рис. 13-2,*а*) серийно выпускается промышленностью (табл. 13-1). Схема подключения термощупа (поверхностной термопары) к измерительному прибору и обработка данных измерений описаны в гл. 6. В качестве измерительного прибора целесообразно применять переносный потенциометр типа ПП, обеспечивающий точность определения 1—1,5°С независимо от температуры окружающего воздуха и сопротивления термопары. При измерении температуры термощупом необходимо чувствительный элемент его плотно прижать к исследуемой поверхности и через 2 мин после нагрева устройства отсчитать показания вторичного прибора. Температура окружающего исследуемую поверхность воздуха измеряется через 2 мин после ввода датчика в зону измерений.

Ошибка нахождения значений q_5 по формуле (13-3) может достигать ±(15—20)%, что определяется частными погрешностями

1) определения площади ограждения котлоагрегата (примерно ±5—10%);

2) определения результативного коэффициента теплоотдачи поверхности ограждения котлоагрегата (примерно ±2—3%);

3) измерения средней температуры поверхности ограждения (±5—8%);

4) измерения средней температуры окружающего воздуха в связи с неточным учетом излучения расположенных вблизи предметов (примерно ±5—10%).

13-2. ИЗМЕРЕНИЕ ВЛАЖНОСТИ ГАЗОВ (ВОЗДУХА)

К наиболее известным и широко применяемым методам определения влажности газа относятся: абсорбционно-массовый, конденсационный, наблюдения точки росы и психрометрический (табл. 13-2). Последний способ применяют наиболее широко вследствие его простоты и достаточной точности измерений.

Метод определения влажности газов посредством наблюдения точки росы не обеспечивает требующейся точности измерения при испытаниях. Однако определение точки росы имеет самостоятельное значение, не связанное непосредственно с расчетом влажности, поэтому в настоящей главе приведено описание и этого метода.

Влажность воздуха (или смеси воздуха с дымовыми газами) при испытании котлоагрегатов, мельниц, сушилок, мельничных вентиляторов и золоулавливающих устройств обычно измеряется при помощи психрометра, состоящего из двух спаренных жидкостных термометров — сухого и мокрого. Термобаллон мокрого термометра покрыт слоем тонкой неокрашенной ткани (батистом или марлей), непрерывно смачиваемой дистиллированной водой из небольшого сосуда, в который погружен конец ткани. При обтекании термобаллонов обоих приборов воздухом сухой термометр показывает температуру последнего, а мокрый — более низкую температуру (вследствие испарения воды с поверхности ткани). Чем меньше влажность воздуха, тем больше психрометрическая разность показаний обоих термометров.

Для измерения влажности воздуха (наружного и в помещениях) применяют психро-

Таблица 13-2

Сравнительная характеристика различных способов измерения влажности газов (при $\varphi = 50\%$ и $t = 20°С$)

Место измерения	Погрешность измерения, %	Продолжительность измерения
Абсорбционно-массовый	0,6—0,8	Часы
Конденсационный	1,0—1,2	„
Психрометрический	1,3—1,7	Минуты
Наблюдение точки росы	2,2—2,5	„
Электрические методы	1,1—1,2	Секунды

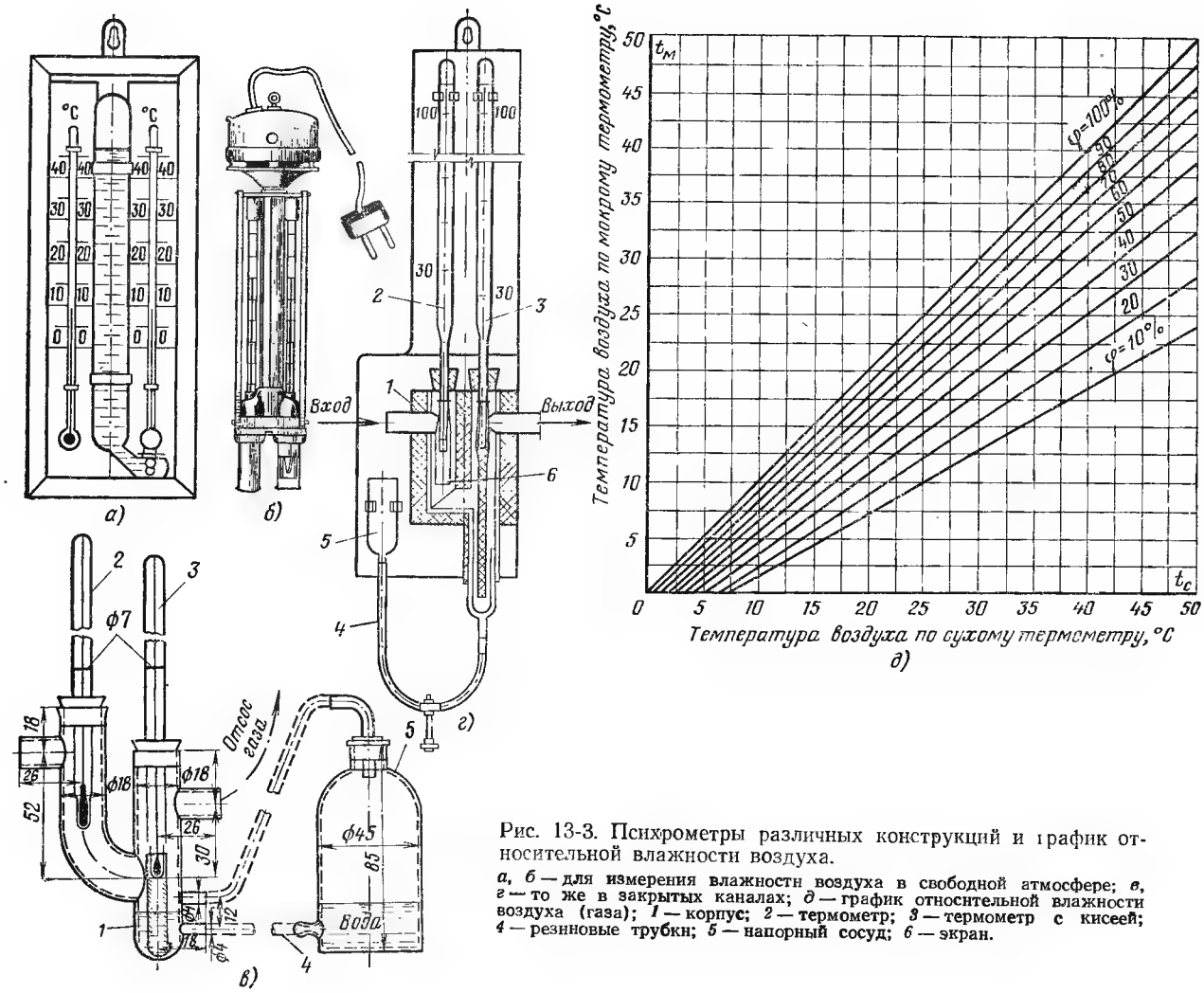


Рис. 13-3. Психрометры различных конструкций и график относительной влажности воздуха.

а, б — для измерения влажности воздуха в свободной атмосфере; *в, г* — то же в закрытых каналах; *д* — график относительной влажности воздуха (газа); *1* — корпус; *2* — термометр; *3* — термометр с кисеей; *4* — резиновые трубки; *5* — напорный сосуд; *6* — экран.

метры двух типов: без принудительной циркуляции воздуха и экранной защиты термометров (рис. 13-3,*а*); с аспирационным механизмом и двойной экранной защитой термометров (рис. 13-3,*б*). Наиболее желательным является использование аспирационного психрометра с термометрами (сухим и мокрым), заключенными в металлические трубки, через которые небольшим вентилятором с пружинным приводом просасывается со скоростью 2—2,5 м/с исследуемый воздух. Пределы измерения этим прибором относительной влажности составляют 0—100%. Класс точности его равен 1.

Влажность газа в закрытых каналах и трубопроводах (например, дымовых газов перед золоулавливающим устройством или сушильного агента пылеприготовительной установки) измеряется с помощью отсосного психрометра конструкции ВТИ или Гинцветмета (рис. 13-3,*в, г*). В этих приборах вода для смачивания фитиля, навернутого на шарик мокрого термометра, поступает через нижний отросток одного из колен U-образной или И-образной трубки. Убыль воды в психрометре пополняется автоматически через склянку без отключения прибора. Уровень воды в психрометре поддерживается перемещением по высоте склянки, сообщающейся с прибором посредством двух трубок. При работе прибора следует тщательно наблюдать за тем, чтобы уровень воды не смывался потоком газа, прокачиваемого через психрометр. В противном случае вследствие испарения воды газ приобретает повышенную влажность, что приводит к занижению показаний мокрого термометра. Длина фитиля подбирается опытным путем. Корпус психрометра должен быть покрыт слоем изоляции или же помещен в специальную коробку и засыпан крошкой асбеста для сведения к минимуму тепловых потерь.

Перед началом работы прибор должен быть проверен на герметичность. Испытуемый газ просасывается через фильтр в психрометр

при помощи эжектора (или другим приспособлением) со скоростью в пределах 4—4,5 м/с (что эквивалентно расходу газа 15—20 л/мин). Скорость отсасываемого газа должна быть измерена посредством диафрагмы на линии отсоса. На основании показаний обоих термометров относительная влажность воздуха определяется по психрометрическим таблицам.

Парциальное давление содержащегося в воздухе (газе) водяного пара при температуре сухого термометра 0°С, мм рт. ст.

$$h_{в.п}=h''_{в.п}-cp_а(t_с-t_м), \qquad (13\text{-}8)$$

где $h''_{в.п}$ — парциальное давление насыщенного водяного пара при температуре мокрого термометра, мм рт. ст.; c — психрометрический коэффициент, равный для аспирационного психрометра 0,00062 и психрометра без принудительной циркуляции воздуха 0,0009—0,0013; $p_а$ — давление газа в психрометре (при измерении в открытой атмосфере — барометрическое давление воздуха в закрытом пространстве — $p_а \pm p_{з.пр}$), мм рт. ст.; $t_с$ и $t_м$ — температуры сухого и мокрого термометров психрометра, °С.

Относительная φ (в процентах) и абсолютная d влажность воздуха, %:

$$\varphi=\frac{h_{в.п}}{h'_{в.п}}100, \qquad (13\text{-}9)$$

или, г/м³:

$$d=d_н\varphi; \qquad (13\text{-}10)$$

где $h'_{в.п}$ — парциальное давление насыщенного водяного пара при температуре сухого термометра, мм рт. ст.; $d_н$ — влагосодержание воздуха, насыщенного водяным паром при температуре сухого термометра, г/м³.

Относительная влажность газа, отсасываемого из закрытого канала (трубопровода), %:

$$\varphi'=\frac{h_{в.п}}{h_{н.г}}\frac{p_{з.пр}}{p_а}, \qquad (13\text{-}11)$$

где $h_{н.г}$ — парциальное давление насыщенного водяного пара при температуре газа в замеряемой точке, мм рт. ст.; $p_{з.пр}$ — давление газа в канале или трубопроводе, мм рт. ст.

Влагосодержание воздуха, г/кг, поступающего в воздухоподогреватель и топку котлоагрегата,

$$d_1=\frac{d}{1{,}293\left(1+\frac{d}{804}\right)}. \qquad (13\text{-}12)$$

Значения $h'_{в.п}$ и $h'_{в.п}$ в формулах (13-12) и (13-13) находятся по табл. 13-3.

Таблица 13-3

Парциальные давления насыщенного водяного пара

t	$h_{в.п}$	t	$h_{в.п}$
°С	мм рт. ст.	°С	мм рт. ст.
—25	0,47	50	92,6
—20	0,77	60	149,4
—10	1,95	70	233,7
—5	3,01	80	355,2
0	4,58	90	525,8
5	6,50	100	760,0
10	9,20	110	1075
20	17,5	120	1489
30	31,8	130	2026
40	55,3		

13-3. ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ТОЧКИ РОСЫ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ

Определение температуры точки росы необходимо для выявления коррозионно-опасных зон и режимов работы низкотемпературных конвективных поверхностей нагрева. Температура точки росы дымовых газов при испытаниях должна определяться только опытным путем. Для этого датчик прибора устанавливается в газоходе котлоагрегата, в зоне низких температур газов, например, для котлоагрегатов большой и средней паропроизводительности — перед первой ступенью воздушного подогревателя (по движению воздуха), для котлоагрегатов малой паропроизводительности — перед водяным экономайзером (при низкой температуре питательной воды) и перед теплофикационным экономайзером.

Среди приборов для определения точки росы дымовых газов наиболее прост, надежен и в то же время достаточно точен для практических измерений (±5—7° С) прибор, основанный на принципе Джонстона в конструктивном исполнении ВТИ (рис. 13-4). Действие прибора для определения температуры точки росы основано на измерении термопарой температуры конденсации содержащихся в дымовых газах водяных паров, смешанных с двуокисью серы SO_2, углекислотой и кислородом. Показания прибора отсчитывают в момент резкого уменьшения сопротивления пленки конденсата между двумя электродами, впаянными в наружную поверхность стеклянного конденсирующего колпачка, установленного в газоходе датчика. Применяемое в приборе водяное охлаждение уменьшает потребный расход охлаждающего воздуха и обеспечивает сравнительно постоянную температуру последнего. Конденсирующий колпачок двух типов (рис. 13-5) изготовляется из жаропрочного молибденового стекла типа «пирекс». Закрепленная на конденсирующем колпачке платинородий-платиновая термопара соединяется соответственно с переносным потенциометром для измерения небольших термо-э. д. с. и при помощи специальной приставки (рис. 13-6) — с ламповым вольтметром типа ЛВ9-2. Сопротивление пленки конденсата между электродами определяется по падению напряжения на переменном резисторе $R_п$, включенном последовательно с электродами. Суммарное падение напряжения на участке пленки конденсата и резисторе поддерживается постоянным и равным 5 В.

Охлаждающий воздух подается в конденсирующий колпачок датчика от переносного компрессора или баллона (с давлением до 1,5 кгс/см²) через редуктор. Расход воздуха регулируется игольчатым вентилем, закрепленным для удобства на столе около вторич-

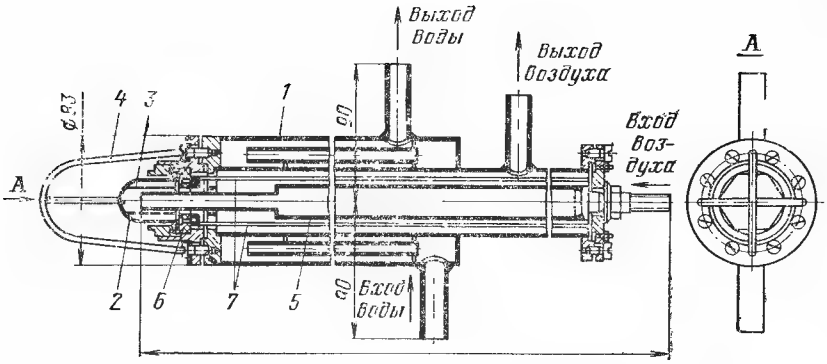


Рис. 13-4. Датчик прибора для измерения температуры точки росы дымовых газов.

1 — кожух; *2* — стеклянный колпачок; *3* — термопара; *4* — защитная сетка; *5* — труба охлаждения колпачка; *6* — кольцо крепления колпачка и термоэлектродов; *7* — термоэлектроды.

ных приборов. При измерении температуры точки росы скорость дымовых газов, омывающих датчик, не должна быть меньше 1 м/с.

При измерении прибором температуры точки росы последовательно производятся следующие операции:

1) присоединяют к термопаре датчика компенсационные провода от зажимов переносного потенциометра;

2) присоединяют к приставке провода от электродов датчика и подключают ее при помощи штекерного разъема к ламповому вольтметру; вольтметр и приставку тщательно заземляют;

3) включают вольтметр в сеть поворотом тумблера в сторону с надписью «Включено» и прогревают прибор в течение 10 мин;

4) тщательно очищают наружную поверхность конденсирующего колпачка от загрязнения; степень чистоты ее проверяют по значению электрического сопротивления между электродами. Если это сопротивление значительно (приближается к бесконечности), то колпачок считается чистым, т. е. пригодным для измерений;

5) производят регулировку «электрического нуля» прибора, для чего устанавливают переключатель пределов измерения вольтметра на отметку 10 В и поворотом рукоятки реостата $R_п$ при нажатой кнопке *К* перемещают стрелку вольтметра на отметку 5 В. По окончании регулировки кнопку отпускают;

6) устанавливают датчик прибора в газоходе котлоагрегата и уплотняют шнуровым асбестом зазор между корпусом датчика и ограждающей стенкой (во избежание присоса в газоход воздуха);

7) подают в датчик охлаждающую воду и в течение 15—20 мин нагревают конденсирующий колпачок дымовыми газами до температуры более высокой, чем температура их точки росы; температуру поверхности колпачка измеряют термопарой, присоединенной к потенциометру;

8) подают в прибор охлаждающий воздух путем постепенного открытия игольчатого вентиля, расположенного в воздухопроводной линии. Давление воздуха после вентиля контролируют по показанию подключенного к линии микроманометра;

9) измеряют температуру поверхности колпачка и падения напряжения в цепи его электродов перед каждым очередным увеличением расхода охлаждающего воздуха. При изменении падения напряжения постепенно переключают пределы шкалы вольтметра, начиная от большего значения к меньшему, до тех пор пока не будет получен наиболее точный отсчет показания прибора.

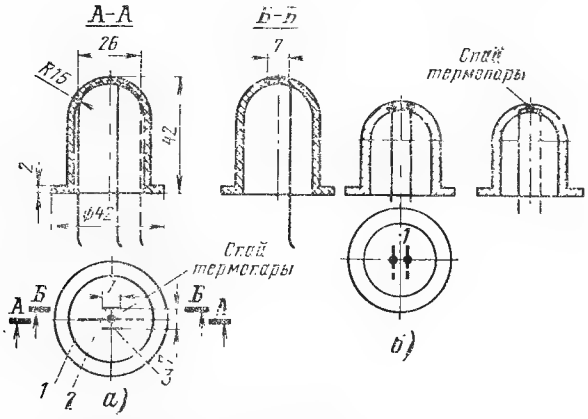


Рис. 13-5. Стеклянные конденсирующие колпачки.

а — с одной платинородий-платиновой термопарой и двумя электродами; *б* — с двумя платинородий-платиновыми термопарами: *1* — термопара; *2* и *3* — электроды.

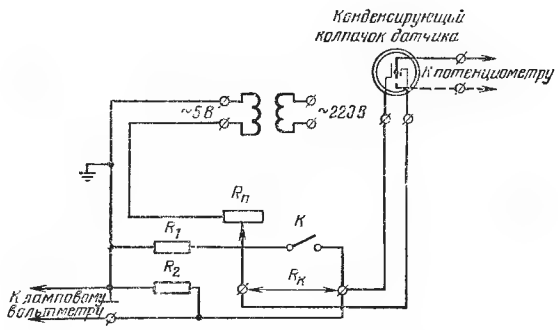


Рис. 13-6. Электрическая схема приставки к конденсирующего колпачка прибора для измерения точки росы.

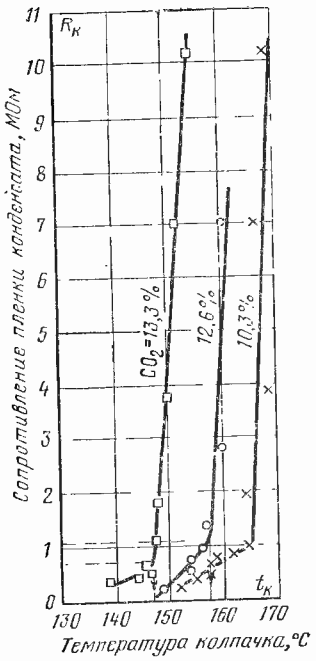


Рис. 13-7. Зависимость падения напряжения в цепи электродов конденсирующего колпачка от температуры поверхности.

Таким образом, регулируя расход воздуха, поступающего на охлаждение конденсирующего колпачка, и измеряя температуру его поверхности и падение напряжения в цепи электродов, получают зависимость

$$R_к = f(t_к), \quad (13\text{-}13)$$

где $R_к$ — сопротивление пленки конденсата между электродами колпачка, Ом; $t_к$ — температура поверхности колпачка, °С.

Значение $R_к$, Ом, подсчитывается по формуле

$$R_к = \frac{10\,200(5 - v)}{v}, \quad (13\text{-}14)$$

где v — сопротивление пленки конденсата между электродами конденсирующего колпачка, В.

На основании зависимости (13-13) строится график (рис. 13-7), на котором резкий перегиб кривой, характеризующий момент образования на поверхности колпачка значительной толщины пленки конденсата, соответствует температуре точки росы дымовых газов при данном содержании в них двуокиси углерода (избытка воздуха).

При измерении температуры точки росы расход охлаждающего воздуха должен увеличиваться осторожно. В противном случае возможны быстрое образование на поверхности колпачка пленки конденсата, резкое уменьшение температуры и сопротивления его поверхности, что исключает получение необходимого количества опытных точек для построения зависимости (13-13). Поэтому, если в начале измерения колпачок был сильно охлажден большим расходом воздуха, следует прекратить измерение, выключить подачу воздуха, извлечь из газохода датчик и тщательно протереть колпачок. После этого измерения могут быть продолжены.

Недостатком рассматриваемого метода является неустойчивость показаний при измерении точки росы газов, содержащих золу, так как она, попадая в конденсат, при его испарении остается между электродами и тем самым нарушает работу прибора.

Известные аналитические методы определения температуры точки росы не могут быть использованы вследствие того, что они не учитывают искажающего влияния конденсирующихся коррозионно-активных примесей (SO_2, SO_3 и др.) в исследуемом газе и имеют эмпирический характер при невысокой точности определения.

Кроме рассмотренного метода определения точки росы в последнее время разработаны методы определения содержания SO_3 в дымовых газах (метод БелЭНИН, завода «Котлоочистка» и др.). Эти методы еще не прошли достаточной апробации и поэтому здесь не рассматриваются.

13-4. ИЗМЕРЕНИЕ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ

В качестве переносных приборов наибольшего внимания заслуживают часовые тахометры типов СК-751 и 9-чп, обеспечивающие высокую точность измерения (±0,25—0,50%), которая сохраняется в течение всего периода эксплуатации прибора. В часовом тахометре объединены механизмы суммарного счетчика частоты вращения и секундомера. При нажатии кнопки соединенного с вращающимся валом часового тахометра его механизм включается на строго определенное время (обычно 3; 6 или 10 с). Так как время измерения во всех случаях остается неизменным, то отклонение стрелки прибора будет пропорционально угловой скорости, что позволяет выразить шкалу тахометра непосредственно в оборотах в минуту. Показания часовых тахометров не зависят от трения и температуры.

Часовые тахометры выполняются двух типов, отличающихся пределами измерений: 9-чп — от 500 до 1000 об/мин; СК-751—от 1000 до 10 000 об/мин.

Электрический тахометр (рис. 13-8) состоит из датчика и вторичного прибора. Датчик представляет собой миниатюрный электрический генератор постоянного или переменного тока, приводимый в движение от вала иссле-

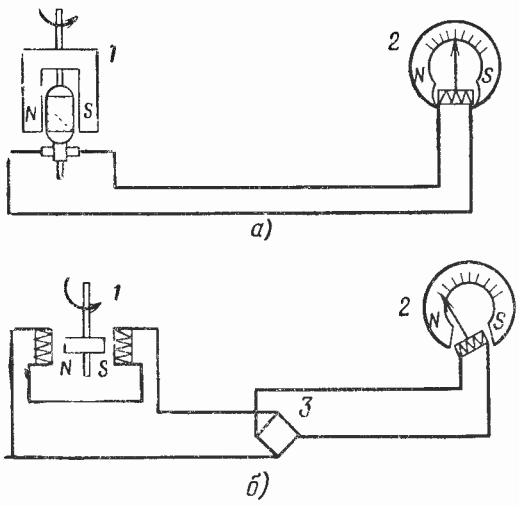


Рис. 13-8. Электрические тахометры.
а — постоянного тока; *б* — переменного тока: *1* — датчик; *2* — вольтметр; *3* — выпрямитель.

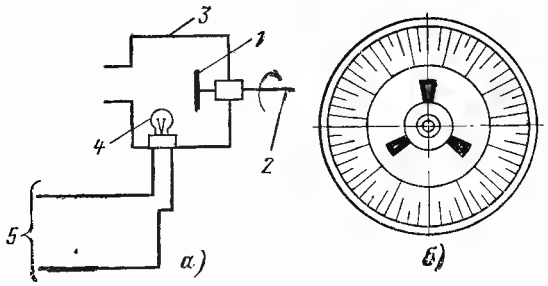


Рис. 13-9. Схема измерения частоты вращения стробоскопическим тахометром (*а*) и внешний вид диска (*б*).
1 — стробоскопический диск; *2* — приводной валик; *3* — камера; *4* — неоновая лампочка; *5* — к усилителю электровибратора лампы *4*.

дуемой машины. Ток, индуктируемый в датчике, измеряется вольтметром или частотомером со шкалой, градуированной на обороты в минуту. Ввиду постепенного изменения внутреннего сопротивления и магнитных свойств электрических тахометров точность показаний их с течением времени заметно уменьшается. Кроме того, показания электрических тахометров постоянного тока сильно зависят от их температуры. Достоинства этих приборов—это простота устройства, высокая точность измерений, возможность дистанционной передачи показаний.

В тех случаях, когда прямое измерение частоты вращения вала невозможно, используют тахометры, основанные на стробоскопическом эффекте (рис. 13-9). Сущность этого эффекта состоит в том, что вращающееся тело (например, диск), освещенное пульсирующим источником света, кажется остановившимся в тот момент, когда период импульсов освещения совпадает с периодом вращения тела. Таким образом, по числу импульсов освещения в единицу времени определяется частота вращения тела.

Стробоскопический диск тахометра получает вращение от приводного валика, имеющего механическую или электрическую связь с двигателем. Диск заключен в затемненной камере, где он освещается кратковременными вспышками неоновой лампы типа МСЩ-15, дающей 50 вспышек в секунду. Работой лампы управляет электровибратор через усилитель. На стробоскопическом диске (рис. 13-9,*б*) имеются прорези, расположенные в несколько рядов. В первом (внутреннем) ряду имеются три прорези. При вращении диска кажущаяся первая «остановка» прорезей этого ряда произойдет в тот момент, когда диск будет иметь 1000 об/мин. Последующие «остановки» будут появляться при возрастании частоты вращения на 1000, 2000, 3000 об/мин и т. д. Прорези, расположенные во втором ряду, «останавливаются» после 200 об/мин и при возрастании частоты вращения на 200 об/мин. В последующих рядах «остановка» прорезей произойдет через 100 и 50 об/мин. Таким образом, имеется возможность по виду и расположению фигур отмечать частоты вращения вала, кратные 500 об/мин. С помощью стробоскопического тахометра можно измерять частоту вращения с точностью до ±0,3%. Промышленностью выпускается стробоскопические тахометры системы СТ-МЭИ на пределы измерения от 300 до 30 000 об/мин и типа СТ-5 на пределы измерения от 250 до 32 000 об/мин. Основная погрешность прибора при номинальном напряжении сети 220 В, температуре окружающего воздуха 20°С и при условии проверки показаний в контрольных точках шкалы по вибратору не превышает ±0,5—0,7%. Мощность, потребляемая строботахометром, не превышает 60 В·А.

При испытаниях вспомогательного оборудования котельных установок также применяется известный переносный центробежный тахометр типа ИО на 4—6 переключаемых диапазонов измерения—от 25 до 10 000 об/мин. Циферблат такого тахометра имеет две-три шкалы. При измерении тахометром частоты вращения вала на приводную ось прибора надевают наконечник с насадкой и устанавливают перемещением движка при нажатой кнопке переключения диапазонов соответствующий диапазон. После этого тахометр при помощи закрепленного на его корпусе уровня располагают в горизонтальном положении и на 15—20 с прижимают к торцу вращающегося вала, в течение которых отсчитывают показания прибора. Основная допустимая погрешность переносного центробежного тахометра типа ИО составляет ±2,5% диапазона измерений. Точность отсчетов показаний по центробежным и часовым тахометрам в значительной степени зависит от правильности установки (центровки) наконечника прибора, силы натяжения, состояния соприкасающихся поверхностей вала и наконечника и т. п. В некоторых случаях может быть получено не только преуменьшение показаний за счет проскальзывания, но также и преувеличение их (вследствие неравномерности нажима, отклонения от оси вала и т. д.).

Кроме перечисленных приборов применяют также различные переносные счетчики числа оборотов (роликовые и стрелочные), погрешность которых составляет 1—2 оборота, а погрешность секундомера, с которым они должны использоваться, — не более 0,05—0,1 с. Наряду с ними применяются и тахоскопы, объединяющие в себе стрелочный счетчик оборотов и секундомер, обладающий основной погрешностью ±0,5%. При пользовании счетчиком числа оборотов или тахоскопом частоту

вращения вала подсчитывают по формуле, об/мин,

$$n = 60\frac{n_2 - n_1}{\tau}, \qquad (13\text{-}15)$$

где n_1 и n_2 — показания счетчика в начале и конце измерения; τ — продолжительность измерения, с.

Все переносные тахометры и счетчики числа оборотов снабжаются набором съемных наконечников различной формы (рис. 13-10), насаживаемых на приводную ось приборов. Для измерения частоты вращения вала, имеющего центровое углубление, при малом числе оборотов (до 3000 об/мин) применяется наконечник с трехгранной металлической насадкой (рис. 13-10,*а*), а при большом (свыше 3000 об/мин) — наконечник со сферической резиновой насадкой (рис. 13-10,*б*). Наконечник с плоской резиновой насадкой (рис. 13-10,*в*) применяется при присоединении тахометра к валу, не имеющему центрового углубления. При необходимости удлинить приводную ось тахометра используют наконечник с удлинителем (рис. 13-10,*г*). Во избежание проскальзывания наконечника, особенно с резиновой насадкой, рекомендуется центровое углубление вала перед измерением протереть сухой тканью и покрыть мелом.

Если торец вращающегося вала недоступен для присоединения тахометра, то на приводную ось последнего надевают наконечник с небольшим шкивом, обтянутым резиновым ободом, который при измерении прижимают к поверхности вала. В этом случае частота вращения вала, об/мин, находится по формуле

$$n = n_т\frac{d_ш}{d_в}, \qquad (13\text{-}16)$$

где $n_т$ — показание тахометра, об/мин; $d_ш$ и $d_в$ — диаметры шкива и вала, мм.

Переносные тахометры и счетчики числа оборотов должны перед началом измерений проверяться в лаборатории на специальном поверочном станке со шпинделем, вращающимся с постоянной скоростью, допускающим изменение ее в широких пределах. Поверку приборов производят только при увеличении скорости вращения вала. По аттестату поверки строится поправочный график.

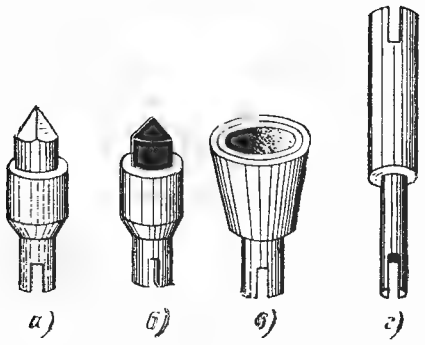


Рис. 13-10. Набор съемных наконечников для переносных тахометров и счетчиков числа оборотов.

При значительных инструментальных погрешностях тахометр или счетчик числа оборотов подвергают соответствующей регулировке, способ проведения которой зависит от конструкции прибора.

Основная относительная погрешность показаний поверяемого тахометра, %:

$$\Delta n = \frac{n_2 - n_1}{n_к - n_н}100, \qquad (13\text{-}17)$$

где n_1 и n_2 — показания образцового и поверяемого приборов, об/мин; $n_н$ и $n_к$ — начальное и конечное значения шкалы прибора или диапазона измерения, об/мин.

13-5. ИЗМЕРЕНИЕ ВРЕМЕНИ

Для измерения времени (продолжительности опыта) при испытаниях котельных установок применяют часы (карманные «Молния» или хронограф типа 28-ЧК) и секундомеры общего назначения с одной или двумя (основной и добавочной) секундными стрелками и одной минутной. Секундомеры могут иметь цену деления в долях секунды (0,1 или 0,2 с) или в долях минуты (0,01 мин). Последние из них целесообразно применять при измерении промежутков времени более 1 мин.

Пуск в ход, остановка и возвращение секундной стрелки в первоначальное (нулевое) положение производятся нажатием на заводную головку прибора. У двухстрелочных секундомеров добавочная стрелка останавливается при нажатии на боковую кнопку. При втором нажатии на эту кнопку добавочная стрелка мгновенно догоняет основную и обе стрелки движутся вместе.

Секундомеры общего назначения (типа С-П-25) изготовляются с балансом без температурной компенсации и имеют погрешность 11—16 с в сутки на 1°С отклонения их температуры от нормальной (20°С). Эту погрешность следует учитывать при измерении промежутков времени в пределах 20—30 мин при температуре, значительно отличающейся от 20°С. Секундомеры необходимо периодически поверять по карманному хроноскопу, образцовым часам (хронометру) или по образцовому секундомеру, не допуская погрешности хода более 1 с за 15 мин.

13-6. ИЗМЕРЕНИЕ ПОТРЕБЛЯЕМОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯМИ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Расход электроэнергии на привод вспомогательных механизмов котельной установки (вентиляторов, дымососов, мельниц, насосов и др.) определяется с достаточной для целей испытаний точностью при помощи переносных

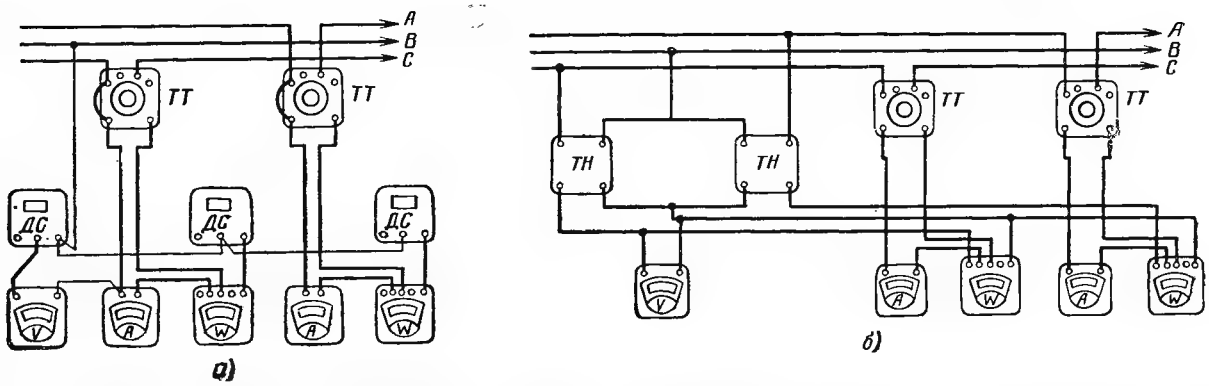


Рис. 13-11. Схемы включения ваттметров для измерения мощности по схеме Арона.

а — при напряжении до 500 В; *б* — при напряжении свыше 500 В; *W* — ваттметры; *A* — амперметры; *V* — вольтметр; *TT* — трансформатор тока; *TH* — трансформатор напряжения; *ДС* — добавочное сопротивление.

ваттметров (одно- или трехфазных), класса точности 0,2—0,5 или посредством проверенных электрических счетчиков класса 0,5—1,0. Допускаемые отклонения при определении потребляемой мощности $\pm(2{,}0—2{,}5)\%$. Сопротивление проводов от трансформаторов тока до приборов не должно превышать 0,2 Ом.

Следует учитывать, что ваттметр показывает мгновенное значение мощности, в связи с чем при значительных частых колебаниях нагрузки и при редких измерениях ее среднее за опыт значение может отличаться от истинного. Возможность такой ошибки при достаточной продолжительности замеров (не реже 1 раза в 5 мин) невелика.

Принципиальные схемы включения ваттметров и счетчиков одинаковы. Потребляемая электродвигателями из сети мощность, кВт, по показаниям электросчетчиков

$$N_{эл}=\frac{C'(A_2-A_1)}{z}, \qquad (13\text{-}18)$$

где A_1 и A_2 — показания электросчетчика в начале и конце опыта; C' — постоянная электросчетчика или переходный коэффициент, кВт×ч/ед. сч.; z — продолжительность опыта, ч.

Ввиду того что при кратковременных опытах разность показаний счетчика точно измерить трудно, потребляемая мощность может быть определена по частоте вращения якоря счетчика за определенный интервал времени, причем общая длительность отсчета числа оборотов якоря не должна быть меньше 30 с. Зная число оборотов диска электросчетчика n' и время τ, мощность электродвигателя, кВт, можно подсчитать по формуле

$$N_{эл}=\frac{n'3600K_IK_V}{\tau A}, \qquad (13\text{-}19)$$

где A — постоянная счетчика — число оборотов диска на 1 кВт·ч, обычно обозначенная на счетчике; n' — число оборотов якоря в интервале τ, с; K_I; K_V — коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения.

Для измерения мощности, потребляемой электродвигателем трехфазного тока, обычно применяются два однофазных переносных ваттметра (метод Арона), схема включения которых показана на рис. 13-11 для различного напряжения в сети. Этот метод измерения применим при любой неравномерности нагрузки фаз. Подсчет мощности, кВт, потребляемой электродвигателем из сети при измерении методом двух ваттметров, проводится по формуле

$$N_{эл}=K_IK_VC_W(W_1\pm W_2)10^{-3}, \qquad (13\text{-}20)$$

где C_W — цена деления шкалы ваттметра, Вт; W_1; W_2 — показания ваттметров в делениях шкалы.

По показаниям двух ваттметров можно определить и коэффициент мощности $\cos\varphi$ по диаграмме (рис. 13-12) или по уравнению

$$\cos\varphi=\sqrt{\frac{1}{3\left(\frac{\frac{W_1}{W_2}-1}{\frac{W_1}{W_2}+1}\right)^2+1}}. \qquad (13\text{-}21)$$

Если полученные значения $\cos\varphi$ по диаграмме и из уравнения

$$\cos\varphi=N_{эл}\cdot 1000/UI\cdot 1{,}73 \qquad (13\text{-}22)$$

различаются менее чем на 2%, то можно считать, что измерение мощности по схеме двух ваттметров выполнено достаточно точно. При установке ваттметров и их проверке следует обратить внимание на направление отклонения показывающих стрелок прибора. Следует иметь в виду, что при малых нагрузках электродвигателя ($\cos\varphi<0{,}5$) стрелка одного из ваттметров может отклоняться влево, т. е. давать отрицательные показания. В этом случае надо переключить концы обмотки напряжения ваттметра и в формулу (13-20) подставлять не сумму, а разность показаний ваттметров.

Показанное на схемах (рис. 13-11) включение амперметров и вольтметра для измерения силы тока и

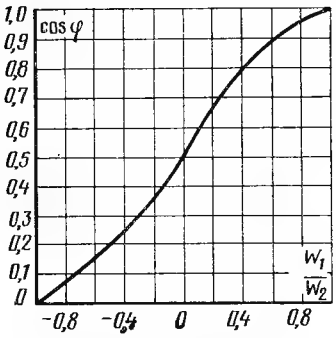


Рис. 13-12. График для определения коэффициента мощности $\cos\varphi$ двигателя при включении ваттметров по схеме Арона.

напряжения необязательно, но желательно для контроля показаний ваттметров. В сетях переменного тока напряжением 380 В и выше амперметры включаются только через трансформаторы тока класса точности не ниже 0,5. При определении фактического значения тока, А, в измеряемой сети следует применять формулу

$$I = K_i c_i \frac{I_A + I_C}{2}, \qquad (13\text{-}23)$$

где c_i — цена деления шкалы амперметра; I_A, I_C — соответственно ток в фазе A и C в делениях шкалы.

Включение вольтметра при напряжении, не превышающем 500 В, допускается непосредственно в сеть напряжения. Для измерений напряжения выше 500 В вольтметр включается через трансформатор напряжения класса 0,5 или 1.

Измеренное линейное напряжение, В, подсчитывается по формуле

$$U = K_V c_V U_{шк}, \qquad (13\text{-}24)$$

где c_V — цена деления шкалы вольтметра; $U_{шк}$ — показания вольтметра в делениях шкалы.

Если по данному типу электродвигателей нет паспортных или табличных данных, то коэффициент мощности и коэффициент полезного действия двигателя находится из формул

$$\cos\varphi = 1 - (1 - \cos\varphi_н)\frac{1+x}{2x}; \qquad (13\text{-}25)$$

$$\eta = 1 - (1 - \eta^н_{эл})\frac{1+x}{2x}, \qquad (13\text{-}25а)$$

где $x = \frac{N_{эл}}{N^н_{эл}}$ — относительная нагрузка электродвигателя; $N^н_{эл}$, $\eta^н_{эл}$ — номинальные значения мощности и к. п. д. электродвигателя (нанесенные в табличке на корпусе двигателя).

В случае привода вспомогательного механизма котлоагрегата асинхронным электродвигателем с фазовым ротором к. п. д. электродвигателя определяется по его характеристике. При отсутствии характеристики к. п. д. находится по универсальной диаграмме И. А. Сыромятникова [102].

Необходимости в применении ваттметров при измерении мощности постоянного тока не встречается, к тому же пределы измерения ваттметров по току ограничены несколькими десятками, в редких случаях — одной-двумя сотнями ампер. Для постоянного тока электрическая мощность, кВт, подсчитывается по формуле

$$N_{эл} = IU \cdot 10^{-3}. \qquad (13\text{-}26)$$

Погрешности при измерении мощности. При измерении мощности электродвигателя по схеме с двумя ваттметрами имеют место следующие погрешности.

1. Погрешность при отсчете по ваттметру, которая может быть принята равной половине цены деления шкалы прибора. При большом числе измерений эта погрешность может быть уменьшена, т. е.

$$\sigma_{W_1} = \frac{\sigma_{W''}}{\sqrt{n-1}}, \qquad (13\text{-}27)$$

где $\sigma_{W''}$ — относительная погрешность единичного измерения; n — число измерений.

Относительная погрешность σ_{W_1} может быть принята равной $\pm(0,5 \div 0,7)$ %.

2. Погрешность показаний ваттметров (σ_W). По принятым нормам погрешность ваттметра зависит от класса точности прибора и должна составлять не более $\pm 0,2$ или $\pm 0,5$% максимального значения шкалы. Значение σ_W может быть принято поэтому равным $\pm(0,25 \div 0,30)$ %.

3. Погрешности, связанные с применением измерительных трансформаторов тока и напряжения (σ_I и σ_V) в схеме измерения мощности. Значения σ_I и σ_V оцениваются равными $\pm(1,0 \div 3,0)$ % в зависимости от класса применяемых трансформаторов.

Общая погрешность измерения мощности, %,

$$\sigma_{N_{эл}} = \sqrt{(\sigma_{W_1})^2 + (\sigma_{W_2})^2 + (\sigma_I)^2 + (\sigma_V)^2}. \qquad (13\text{-}28)$$

При применении ваттметров класса 0,5 и трансформаторов класса 1,0 среднеквадратичная погрешность измерения мощности составляет около $\pm(1,5 \div 2,0)$ %.

Погрешность при определении мощности по частоте вращения диска счетчика при времени отсчета не ниже 30 с, погрешности измерения времени по секундомеру 0,2 с и электросчетчиках класса 2,5 не превышает ± 3%.

13-7. ОТБОР ПРОБ ПЫЛИ И ГАЗА ИЗ ТОПОЧНОЙ КАМЕРЫ КОТЛОАГРЕГАТА

Отбор проб пыли и газа из топки дает возможность определить:

распределение пыли в топочной камере по структуре и элементарному составу;

массовые и тепловые нагрузки топки в различных ее точках;

значение и направление скорости движения аэропыли;

степень сгорания топлива как по ходу факела, так и в отдельных точках топочной камеры;

работу горелок в части распыливания топлива, распределения его между отдельными горелками и использования топочного объема;

избытки воздуха и состав газов (включая окислы азота и серы) в любом участке топочной камеры;

влияние первичного, вторичного и дополнительного воздуха на процесс горения.

В соответствии с поставленными задачами отбор проб пыли и газа по предлагаемому методу целесообразно проводить в случаях испытания топок и горелок, наладки и освоения новых топочных устройств и изучения новых видов топлива с целью получения материала для проектирования.

Установка приборов. Комплект приборов и материалов, необходимых для исследования аэродинамики факела и процессов горения

Таблица 13-4

Приборы и материалы для исследования топки

Наименование приборов и материалов	Количество приборов и материалов	
	в работе	запасных
Отсосные трубки для отбора пыли и газа ∅ 20 мм, шт.	4	2
Склянки (Дрекслера) для отбора пыли вместимостью 1,5—2,0 л, шт.	12	8
Деревянные подносы для склянок (на 3 склянки), шт.	4	2
Циклончики для улавливания пыли, шт.	4	1
Съемные транспортиры (рис. 13-14) с отвесами для определения угла установки отсасывающего конца трубки (при установке трубки без монорельса), шт.	4	1
Реометры на 20 л/мин, или мерные участки, шт.	4	2
Охлаждаемые зонды для измерения температуры факела, шт.	2	2
Микроманометры типа ММН, шт.	7	2
Жидкостные двухтрубные тягонапоромеры 500 кгс/м, шт.	10	2
Пирометры термодинамические, шт.	1	1
Термопары ПР-30/6, $l = 1000 \div 3200$ мм, шт.	2	1
Платиновые термометры сопротивления ТСП-5071, шт.	2	2
Переносные потенциометры ПП-63, шт.	2	1
Газоанализаторы типа ГХП-3М, шт.	4	1
Пипетки Коро для газа вместимостью 500—1000 см³, шт.	20	5
Хроматограф, шт.	1	1
Эжектор для отсоса газов, шт.	2	—
Оптические пирометры типа ОППИР или радиометры, шт.	2	2
Термометры до 50°С, шт.	4	2
Резиновые шланги ∅ 25 мм, м	40	20
Резиновые трубки ∅ 6—7 мм, м	120	20
Стеклянные трубки ∅ 7—9 мм, м	3	1
Резиновые пробки разных размеров, г	600	—
Реактивы для газоанализаторов, г	Пирогаллол, едкое кали и др. (см. гл. 9)	

пыли в топке, приведен в табл. 13-4. Количество приборов указано из расчета одновременного отбора пыли и газа из четырех точек.

В практике испытаний применяются различные конструкции трубок (ОРГРЭС, ВТИ, МЭИ и др.) для отбора проб пыли и газа из топки. Они отличаются оформлением отборного окна, подводом инертных газов для предотвращения дожигания пробы в трубке и т. д. Примером одного из таких отборников является трубка конструкции ОРГРЭС (рис. 13-13). Эта трубка имеет общий охлаждаемый водой металлический чехол, в который заключены четыре трубки: две из них предназначены для раздельного отсоса газа и пыли, другие — для измерения статических давлений в топке и в отсосном конце отборной трубки для пыли.

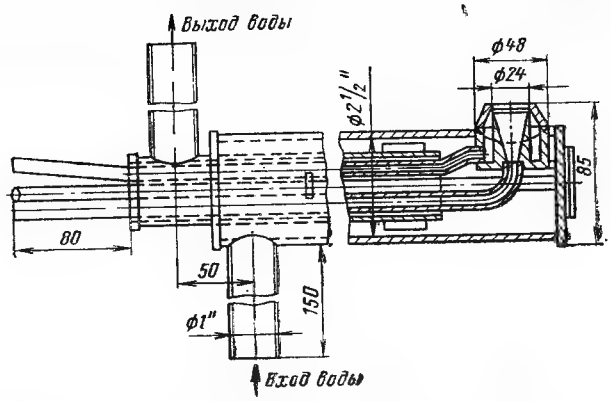


Рис. 13-13. Трубка для отбора проб пыли и газа из топки.

Отборная трубка для пыли рассчитана на отбор проб на расстоянии от 0 до 5 м от стены топочной камеры. В связи с тем что масса трубки может быть довольно значительной, подъем и перемещение трубок требуют применения грузоподъемных устройств (монорельс, тележка и т. п.) и организации специальных площадок.

Пример характеристики режима работы трубки длиной 5 м

Температура охлаждающей воды при входе в трубку	30°С
То же на выходе из трубки	70°С
Расход воды через трубку	6,94 м³/ч
Скорость воды в трубке	До 2,0 м/с
Необходимое давление воды	5 кгс/см²
Отношение между сечениями отсосного конца и самой трубки	7,6
Отношение между скоростями газа в отсосном конце и в трубке (при $T = 1700$°С)	0,78
Количество отсасываемой пробы пыли	0,33—2,0 г/мин
Количество газов, отсасываемых вместе с пылью	20—40 л/мин
Динамическое давление аэропыли в топке	0,2—1,0 кгс/м²

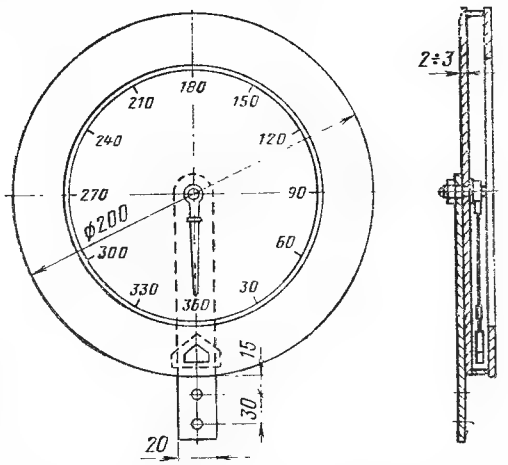


Рис. 13-14. Транспортир с отвесом для определения угла установки отсосного конца пробоотборной трубки.

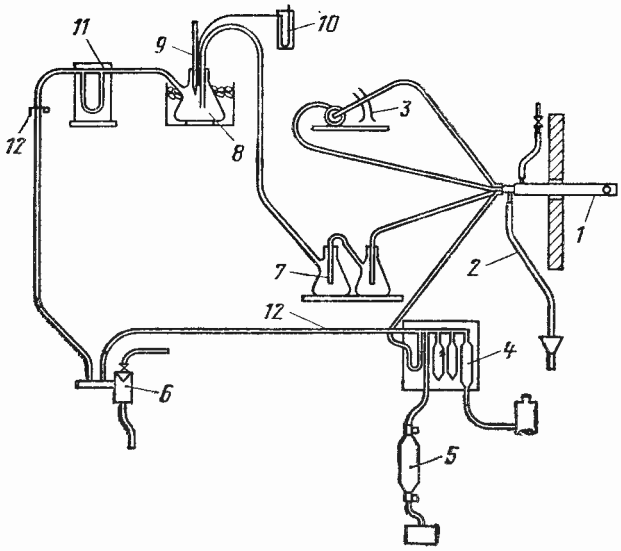


Рис. 13-15. Принципиальная схема установки приборов.
1 — отсосная трубка; *2* — сливная трубка охлаждающей воды; *3* — микроманометр; *4* — газоанализатор типа ГХП-3М; *5* — пипетки для газа; *6* — эжектор; *7* — склянка для осаждения пыли; *8* — склянки для охлаждения газа и конденсации водяного пара; *9* — термометр; *10* — U-образный тягомер; *11* — реометр или газовый счетчик; *12* — зажим.

Из топки проба (рис. 13-15) направляется в три последовательно соединенные склянки; основная масса пыли оседает в первой склянке (циклоне) и небольшая часть — во второй. Третья склянка с термометром и трубочкой, присоединенной к U-образному тягонапоромеру, погружена в сосуд с холодной водой (или со льдом). Здесь концентрируется часть влаги из топочных газов и оседает лишь незначительное количество пыли (в большинстве случаев ее можно не принимать во внимание при подсчетах и последующих определениях). Пройдя третью склянку, обеспыленный, но еще насыщенный водяными парами газ проходит реометр и удаляется наружу паровым эжектором. Этим эжектором отсасываются также (по отдельной трубке) и продукты горения для анализа. Газ направляется в аппарат типа ГХП-3М и после определения RO_2 и O_2 собирается в пипетку для последующего определения продуктов химической неполноты сгорания.

Выбор точек измерений. Точки для отбора проб пыли и газа выбираются в соответствии с поставленными общими целями испытаний и с учетом особенностей конструкции топочной камеры.

При общих исследованиях топки, не имеющей резко выраженных недостатков, пробы следует отбирать: в плоскости, перпендикулярной горизонтальным осям горелок на их уровне; в двух-трех вертикальных плоскостях (на равных расстояниях между ними) и проходящих через оси горелок, между двумя соседними горелками и с краю горелки, ближайшей к стенке топки.

Применительно к конструкции котлоагрегата с круглыми горелками требуется, например, лючки располагать в сечении основных горелок на расстоянии 0,25*D*; 0,55*D*; *D*; 2,25*D* и 4,25*D* от устья горелки (*D* — диаметр амбразуры горелки).

В каждой плоскости надлежит исследовать от 18 до 22 точек для котлоагрегатов паропроизводительностью свыше 420 т/ч.

В соответствии с назначением исследования на чертежах разрезов топки предварительно намечаются точки для отбора проб и дается эскиз разводки экранных труб.

Отверстия в обмуровке топки (диаметром 75—100 мм) пробиваются с учетом местных условий и удобства переноски трубок. Во избежание присосов воздуха в эти отверстия устанавливаются уплотняемые штуцеры, закрываемые с внешней стороны топки крышками.

Координаты выполненных отверстий тщательно измеряются и наносятся на развертке топки.

Проведение измерений. Перед началом отбора проб пыли и газа все приборы должны быть приготовлены и тщательно проверены. Особенно это относится к проверке на плотность применяемых для испытания отсосной и резиновых трубок, а также соединений в склянках. Отсосная трубка проверяется гидравлическим давлением не ниже 6 кгс/см². На отсосной трубке предварительно целесообразно сделать отметки, указывающие, на какую глубину в топку вдвинута трубка. Перед установкой трубки в топку необходимо полностью открыть охлаждающую воду. После установки отсосного конца трубки в намеченную точку в топке к наружному концу трубки прикрепляют транспортир и присоединяют микроманометр (по схеме рис. 13-15).

Для измерения динамического давления аэропыли и поворота отсосного конца трубки на надлежащий угол необходимо закрыть пылевой конец отсосной трубки резиновой пробкой или винтовым зажимом на резиновой трубке, присоединяемой к пылевому концу отсосной трубки. Надлежащий угол установки отсосного конца определяется максимальным динамическим давлением, отсчитываемым по среднеарифметическому показателю колеблющегося столбика у микроманометра. Отклонение отсосного конца трубки на угол до ±5—10° от правильного положения почти не отражается на показаниях микроманометра, и для подсчета надлежащего угла нужно сделать ряд измерений, превышающих указанные ±10°. Окончательный угол установки и динамическое давление записываются в журнал

наблюдений. Затем приступают к регулировке расхода охлаждающей воды, исходя из поддержания температуры 60—70°С на выходе из трубки. Понижение температуры против указанной вызывает конденсацию паров в пылевой трубке, забивание ее увлажненной пылью и прекращение отсоса пыли. Повышение же температуры вызывает парообразование в трубке (сопровождаемое гидравлическими ударами) и быстрое отложение в ней накипи.

Склянку (циклон) для осаждения пыли и газоанализатор следует помещать ниже отсосной трубки; резину, соединяющую приборы с отсосной трубкой для газа и пыли, надо располагать таким образом, чтобы сконденсированная влага свободно стекала в склянки осаждения пыли или в U-образный фильтр у газоанализатора типа ГХП-3М.

Микроманометр целесообразно устанавливать сверху отсосной трубки, и резина от микроманометра должна обеспечивать сток случайно попавшей в нее жидкости в отсосную трубку.

Перед началом отбора пробы пыли склянки для осаждения пыли и реометры (мерный участок) соединяют с эжектором.

После окончания установки приборов отбор пыли начинается надеванием резиновой трубки на первую склянку для отделения пыли. Микроманометр устанавливается на нуль (или условный нуль), записываются время начала отбора z, показания реометра $\Delta h_р$, температура газа перед реометром $t'_р$ и показания U-образного манометра $s_р$; последние записываются через каждые 5 мин. Наблюдения за стабильностью нуля микроманометра и соответствующая регулировка разрежения производятся непрерывно в течение всего времени отбора пробы пыли. Непрерывно ведется также анализ газа аппаратом типа ГХП-3М; остаток газа после определений RO_2 и $(RO+O_2)$ собирается в пипетку Коро.

Отбор проб пыли прекращается с накоплением ее в количестве от 5 до 10 г (по глазомерной оценке содержимого в склянках). В отдельных случаях, при отборе проб в слабо запыленных участках топки, можно ограничиться меньшим количеством пробы; при этом длительность отбора в одной точке должна быть не менее 0,5—1 ч (в зависимости от задач испытания и производственных условий).

Отсосная трубка перед перестановкой ее в новую точку должна быть тщательно очищена от пыли (проволокой диаметром 5 мм и сжатым воздухом).

При отборе проб пыли и газа из топки во время балансовых испытаний котельного агрегата необходимо дополнительно измерять (через каждые 20—30 мин) температуры в топке $T_т$ оптическим пирометром (через все отверстия в топке, не занятые трубками для отбора проб).

В станционной лаборатории определяются:

1) масса сухой отобранной пыли $zG_п$ и ее влажность $W_п$ (z — время отбора пробы пыли, мин; $G_п$ — скорость осаждения отобранной пыли, г/мин);

2) масса сконденсированной в склянке влаги $zW_к$;

3) просевки пыли на ситах с размерами ячеек 90 и 200 мкм;

4) определения в пробах пыли содержания золы A^c и водорода H^c_2, для топлив с выходом летучих свыше 10%.

Желательно также получить фотограммы микроскопической структуры пыли.

Обработка результатов измерений. Журналы наблюдений, относящиеся к отборам проб пыли и газа из топки, для каждой точки отбора имеют следующий ряд периодических записей: $D_к$; $T_т$; RO_2; RO_2+O_2; $t_р$; $\Delta h_р$ и $s_р$. По этим измерениям подсчитываются среднеарифметические значения.

Количество газа, протекающего через реометр, л/мин,

$$V_р = V_{тар}\sqrt{\frac{\rho_р}{\rho_{тар}}}, \qquad (13\text{-}29)$$

где $V_{тар}$ и $\rho_{тар}$ — расход и плотность газа при тарировке реометра.

Плотность влажных газов, кг/м³, отсосанных из топки (приведенных к 0°С и 760 мм рт. ст.),

$$\rho_0 = \frac{G_т}{V_т} = \frac{0{,}001 V_р \rho_р W_к}{\dfrac{0{,}001 V_р \rho_р}{\rho_{вл}} + \dfrac{W_к}{0{,}804}}, \qquad (13\text{-}30)$$

где $W_к = \dfrac{zW_к}{z_2 - z_1}$ — количество сконденсированной влаги (перед реометром), кг/мин; $\rho_{вл}$ — плотность влажных продуктов горения, определяемая по формуле (8-34).

Количество топочных газов, л/мин, отсосанных из топки, приведенное к 0°С и 760 мм рт. ст.,

$$V^т_0 = \frac{V_р \rho_р}{\rho_{вл}} + \frac{W_к}{804}. \qquad (13\text{-}31)$$

Запыленность газового потока, г/м³,

$$R^т_0 = \frac{0{,}001 G_п}{V^т_0}. \qquad (13\text{-}32)$$

Объем отсосанных газов при топочных условиях, л/мин,

$$V_т = V^т_0 \frac{\left(Б - \dfrac{s_т}{13{,}6}\right) 273}{(273 + T_т)\, 760}, \qquad (13\text{-}33)$$

где $Б$ — барометрическое давление, мм рт. ст.; $s_т$ — разрежение в топке, кгс/м²; $T_т$ — температура газов в топке в месте отбора пробы, °С.

Скорость газового потока аэропыли в топке, м/с,

$$w_а = \frac{V_т}{f \cdot 60}, \qquad (13\text{-}34)$$

где f — площадь сечения отсосного конца трубы, см², или по замеренному динамическому давлению

$$w_а = 4{,}43\sqrt{\Delta h / \rho_т}. \qquad (13\text{-}35)$$

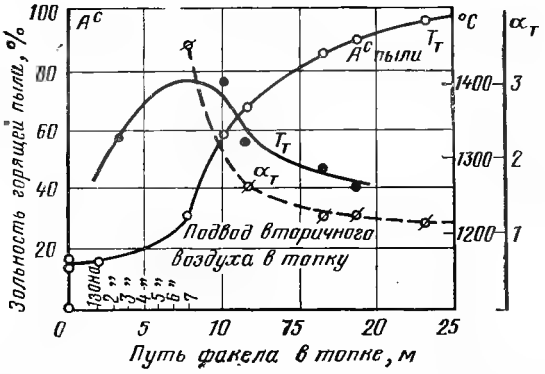


Рис. 13-16. Характеристики сгорания пыли по ходу факела (по степени озоления).

Время пребывания аэропыли в топке, с,

$$z = L/w_a, \qquad (13\text{-}36)$$

где L — длина факела в топке, м.

Результаты подсчетов удобно изобразить в виде диаграмм, что дает наглядное представление о процессах, происходящих в топке. На схеме топки вектором в масштабе показываются значение и направление скорости у каждой точки измерений. На этих же схемах в зависимости от поставленных задач чертятся линии равных: масс проб пыли за единицу времени отбора, зольностей или содержаний горючих в пробах пыли, запыленностей топочного газа, количеств золы в пробах пыли, произведение массы пробы за единицу времени отбора на зольность $G_п A^c_п$. На другой такой же схеме показываются линии равных температур, избытков воздуха и неполноты горения. Далее строятся (рис. 13-16) результирующие кривые, как, например, $T_т$, $A^c_п$ или $C^г_т$, $\alpha_т$ в зависимости от развернутого пути факела; кривые, связывающие три плоскости измерения и разные условия проведения опытов; следует попытаться показать скорости горения в зависимости от R_{90}, $T_т$, $R_т$. Полученные результаты анализируются.

ГЛАВА ЧЕТЫРНАДЦАТАЯ

ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ИСПЫТАНИЙ

14-1. ПОДГОТОВКА МАТЕРИАЛОВ ИСПЫТАНИЙ К ОБРАБОТКЕ

Различают две стадии обработки материалов испытаний: предварительную обработку, проводимую в ходе испытаний или сразу же по окончании испытаний, и окончательную обработку, осуществляемую после завершения их.

Предварительная обработка материалов измерений дает возможность оценить выполненные режимы (опыты) с точки зрения соблюдения условий, определяющих правильное их проведение, и принять решение о возможности зачета этих режимов или необходимости их повторения.

В общем же виде предварительная обработка заключается в следующем:

отбор материалов, которые в достаточной степени характеризуют работу котельной установки и выполненные режимы испытаний;

обработка отобранных материалов (подсчеты, выборочная расшифровка записей изменения параметров во времени, учет масштабов и внесение поправок, составление таблиц, построение графиков, установление необходимых зависимостей и пр.). Предварительную обработку результатов испытаний следует проводить, пользуясь упрощенными методами расчета или эмпирическими уравнениями.

Окончательная обработка заключается в следующем:

1) отбор материалов измерений, подлежащих обработке и анализу;

2) расшифровка всех диаграмм самопишущих приборов с учетом масштабов и поправок;

3) установление средних значений измеренных величин за опыт;

4) составление тепловых балансов котлоагрегата и определение его основных теплотехнических характеристик;

5) составление таблиц с результатами расшифровки записей по времени и результатами периодических измерений, построение отчетных графиков;

6) анализ погрешностей измерений и обработки.

14-2. СОСТАВЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ОПЫТОВ

Перед обработкой все материалы испытаний (журналы наблюдений и диаграммы самопишущих приборов) приводят в определенный порядок: нумеруют по принятой системе, группируют по режимам, увязывают с записями в журнале общих наблюдений и друг с другом во времени. Затем материалы измерений тщательно просматривают с точки зрения их качества, полноты, достоверности и возможности обработки. Устанавливают предварительные границы каждого режима.

Не подлежат обработке материалы опытов, являющихся неудовлетворительными по каким-либо причинам (опыты с нарушением режима вследствие сильных колебаний нагрузки, имеющие перерывы или упущения в измерении ответственных величин, опыты, сопровож-

давшиеся большими утечками воды или потерей пара, и т. п.).

Перед подсчетом средних значений величин по испытаниям необходимо составить характеристики опытов, имеющие целью определить размер колебаний за время опыта отдельных наиболее характерных и существенных параметров: паропроизводительности, давления пара в котлоагрегате (барабане), температуры питательной воды, давления и температуры перегрева пара (свежего и вторичного перегретого), расхода топлива (жидкого или газового) на котлоагрегат, содержания кислорода или углекислоты в дымовых газах, разрежения и температуры по газоходам, тонкости пыли, давления топлива после регулирующего клапана, давления воздуха за воздухоподогревателем и перед горелками.

Пределы колебаний параметров режима от среднего значения за опыт, %, определяются по формулам

$$\left.\begin{aligned} y_{\text{макс}} &= \frac{a^{\text{макс}} - a_{\text{ср}}}{a_{\text{ср}}} 100; \\ y_{\text{мин}} &= \frac{a^{\text{мин}} - a_{\text{ср}}}{a_{\text{ср}}} 100, \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}1)$$

где $a^{\text{мин}}$, $a^{\text{макс}}$ — соответственно минимальное и максимальное значение величин в период опыта; $a_{\text{ср}}$ — среднеарифметическое значение измеренной за опыт величины.

Если колебания указанных параметров превышают приведенные в табл. 1-1 значения, опыт разбивается на периоды длительностью не менее 2 ч, в течение которых соблюдается требуемая устойчивость режима.

На основании журнала общих наблюдений (см. табл. 1-10) и сопоставления колебаний основных измеренных в опыте величин с данными табл. 1-1 окончательно устанавливаются пределы (время начала и конца) опытов, подлежащих обработке. Разметка начала и конца опытов, как уже указывалось в гл. 1, ведется руководителем испытаний в период проведения опытов, поэтому при обработке материалов наблюдений она лишь проверяется и в случае необходимости вносятся соответствующие коррективы. Явно неверные (ошибочные) записи в журналах наблюдений зачеркиваются руководителем испытаний и исключаются из подсчетов средних значений. Если в журналы наблюдений во время опытов были внесены исправления, то они учитываются лишь при наличии соответствующего примечания. Если число характерных параметров, имеющих недопустимые отклонения, больше 20%, то такие опыты считаются недействительными и их материалы не должны обрабатываться.

Годными к обработке считаются показания, зарегистрированные на диаграммах самопишущих приборов или в журналах наблюдений, которые по времени регистрации находятся в пределах части опыта, подлежащей обработке. Из числа годных к обработке исключаются неверные записи на диаграмме и в журнале наблюдений. Для их нахождения по каждой измеренной величине в опыте необходимо провести следующие вычисления:

1) Определить среднеарифметическое по формуле (6-20) из ряда измерений, признанные годными к обработке.

2. Подсчитать отклонения отдельных измерений от среднеарифметического значения с учетом знака $(a_{\text{ср}}—a)$ и найти среднеквадратичную погрешность отдельного измерения $(a_{\text{ср}}—a_n)^2$. Далее следует суммировать найденные значения, при этом сумма $(a_{\text{ср}}—a_n)$ должна быть равна нулю, что является контролем правильности вычислений.

3. Определить наибольшую возможную погрешность отдельного измерения по формуле (14-202) и проверить, для всех ли измерений погрешность величины $(a_{\text{ср}}—a_n)$ находится в пределах $\pm\sigma'$. Если будут обнаружены измерения, которые отличаются от среднеарифметического более чем на σ', то их следует отбросить и начать обработку сначала.

После исключения ошибок описанным выше способом, разбивки опыта на периоды (если это необходимо) и уточнения общей его длительности приступают к подсчету средних значений по диаграммам самопишущих приборов и журналам наблюдений.

Все подсчеты как для составления характеристик опытов, так и средних значений необходимо, как правило, проводить 2 раза и двумя разными лицами, даже если они проведены на счетных машинах. В случае несовпадения полученных результатов производится третий, контрольный подсчет. Рекомендуется каждый последующий подсчет делать только после сварки предыдущих параллельных подсчетов и устранения в них ошибок. Средние значения следует подсчитывать с точностью, на один знак большей точности отсчетов. Подсчитанные средние значения вносятся в специальную тетрадь с расположением их согласно нумерации журналов наблюдений. При обработке диаграмм самопишущих приборов определяются и записываются на диаграмме их площадь, длина и средняя ордината.

Обработка диаграмм самопишущих приборов начинается с выбора начала отсчета времени и разметки диаграмм по времени (для удобства дальнейшего использования диаграмм их целесообразно наклеивать на листы картона). Как известно, масштаб времени регистрации параметров электронными автоматическими приборами устанавливается по скорости протяжки диаграммных лент. В силу тех или иных причин на различных приборах

протяжка лент обычно неодинакова. Поэтому при обработке диаграмм разметку времени необходимо проводить с учетом предварительно установленной для каждого прибора поправки.

Разметка времени заключается в нанесении параллельных линий по всей ширине диаграммы через интервалы, которые выбираются в зависимости от скорости протяжки ленты и характера изменения записанных параметров. При обработке диаграмм нестационарных режимов разметку времени следует проводить в интервале, превышающем длительность опыта. Это дает возможность провести обработку установившегося режима до и после опыта. Диаграммы самопишущих приборов (одно- и многоточечных) можно обрабатывать при помощи планиметра или методом ординат. Площади ленточных диаграмм удобно измерять линейным планиметром. При обработке длинной ленточной диаграммы во избежание больших погрешностей измерения ее необходимо разбить на 3—4 части и площадь каждой из них определять отдельно. Полярный планиметр следует применять только для определения площадей небольших диаграмм.

Радиальные планиметры бывают двух видов: пропорциональные (типа ПП-Б) и корневые (типа ПК-В), различающиеся лишь формой прорези в пластине (остове) для центра вращения диаграммы. Пропорциональный планиметр служит для определения суммарных или средних значений записей на дисковых диаграммах с равномерной шкалой, а корневой — с квадратичной шкалой. Погрешность измерения площадей планиметром составляет $\pm(0{,}5 \div 1)\,\%$. Для повышения точности измерения планиметр следует периодически поверять при помощи контрольной линейки или путем планиметрирования правильных геометрических фигур (прямоугольника, круга и т. п.), площадь которых равна площади обрабатываемой диаграммы.

При обработке диаграммы методом ординат ее длину делят на возможно большее число участков (не менее 10) и на границе каждого из них измеряют ординату (с помощью масштабной линейки или простой линейкой с точностью до 0,1 мм). Средняя ордината диаграммы определяется как среднеарифметическое из ряда измерений. Число ординат (участков), необходимое для получения заданной точности обработки диаграммы, можно найти, пользуясь методами вариационной статистики при пробной обработке типичной диаграммы.

Для этого на одной из типичных диаграмм измеряют произвольное число пробных ординат (до 25 и более, в зависимости от степени равномерности записи показаний) и подсчитывают среднеарифметическое значение их, а также отклонения этих ординат от среднего значения. Тогда необходимое число ординат для получения заданной точности обработки диаграммы

$$Z = \frac{\delta^2_1 + \delta^2_2 + \ldots + \delta^2_n}{(z_1 - 1)\,\mu^2 m^2}, \qquad (14\text{-}2)$$

где δ^2_1, δ^2_2, ... δ^2_n — отклонения (разности) пробных ординат от среднеарифметического их значения, мм; z_1 — число пробных ординат; μ — среднеарифметическое значение пробных ординат, полученное при обработке типичной диаграммы, мм; m — заданная относительная погрешность среднеарифметического значения измеряемой величины, принимаемая обычно равной 0,5%.

Различают два вида записей на диаграммах электронных автоматических приборов — непрерывную и дискретную.

Обработка дискретных записей заключается в соединении точек, соответствующих одному параметру, непрерывной кривой (для наглядности рекомендуется различные кривые наносить карандашами или тушью разного цвета) и последующей расшифровке записей (перевод графической регистрации в цифровую форму). При построении кривой изменения параметра по дискретной записи необходимо иметь в виду установленную последовательность чередования дискретных точек на обрабатываемой диаграммной ленте и размер промежутков между точками одной записи (во избежание пропуска отдельных точек). Последнее обстоятельство особенно важно при значительных и быстрых изменениях регистрируемого параметра, когда пропуск даже одной из точек дискретной записи может существенно исказить действительную картину.

К подсчитанным средним значениям вводятся поправки:

1) на неточность прибора по свидетельству его поверки (Δ_1);

Таблица 14-1

ИСПЫТАНИЕ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

Сводная таблица средних значений параметров величин по анализу газов

№ п/п.	Последовательность подсчета	Обозначения	Номера и даты опытов					
			$(RO_2)''_{пп}$, %			$(RO_2)''_{в.пл}$, %		
			Левая сторона, журнал №	Правая сторона, журнал №	Среднее значение	Левая сторона, журнал №	Правая сторона, журнал №	Среднее значение
1	Сумма цифр	Σ_a						
2	Число отсчетов	n						
3	Среднее значение	$a_{ср}$						
4	Поправки на тарировку	a_n						
5 и т. д.	Истинное значение	$a_{ср} \pm a_n$						

Таблица 14-2

ИСПЫТАНИЕ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

Сводная таблица средних значений температур газов и воздуха

№ п/п.	Наименование величин		Номера и даты опытов		
			Левая сторона	Правая сторона	Среднее значение
1	Температура в топке	Точка №			
2		» »			
3		» »			
4		» »			
5 и т. д.		и т. д.			
	Температура газов за пароперегревателем	№ термопары			
		Видимая $T''_{пп}$, мВ			
		Видимая $T''_{пп}$, °С			
		Δt зажимов, °С			
		Действительная $T''_{пп}$, °С			
	Температура газов за воздухоподогревателем	Термопара №			
		Видимая $T''_{в.пд}$, мВ			
		Видимая $T''_{в.пд}$, °С			
		Δt зажимов, °С			
		Действительная $T''_{в.пд}$, °С			
	и т. д.				

2) на установку прибора (Δ_2); для пружинных и жидкостных манометров — на столб воды или воздуха в соединительной трубке от места отбора импульса до прибора, для ртутных термометров — на столбик ртути, выступающий из гильзы, и для термопар — на температуру свободных концов;

3) на неравномерность потока (Δ_3), движущегося по сечению, в котором устанавливались приборы, — на основании тарировок.

Таблица 14-3

ИСПЫТАНИЕ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

Сводная таблица средних значений разрежений и давлений

№ п/п.	Наименовании параметров	Обозначения	Номера и даты опытов		
			Левая сторона	Правая сторона	Среднее значение
	Разрежение, кгс/см²				
1	Внизу топки	$s_т^н$			
2	Вверху топки	$s_т^в$			
3	Перед пароперегревателем	$s'_{пп}$			
4	За пароперегревателем	$s''_{пп}$			
5	За водяным экономайзером	$s''_{в.э}$			
6	Перед и за воздухоподогревателем	$s_{в\,пд}$			
7	Перед и за золоуловителем	$s_{зу}$			
8	Перед дымососом	$s'_д$			
	Давление, кгс/м²				
9	За дутьевым вентилятором	$p''_{д.в}$			
10	Перед воздухоподогревателем	$p'_{в\,пд}$			
11	За воздухоподогревателем	$p''_{в\,пд}$			
12	Перед горелками №	p_1			
13	Перед горелками №	p_2			
14	Перед горелками №	p_3			
15	Перед горелками №	p_4			
	и т. д.				

Результаты подсчетов средних величин удобнее всего помещать в сводные таблицы (табл. 14-1—14-3).

Для нахождения влияния отдельных факторов на работу котлоагрегата строятся графики основных зависимостей. Различают два вида графиков. Одни из них являются изображением изменения той или иной величины по времени. Обычно такие графики строятся при снятии динамических характеристик, испытаниях котлоагрегата в режимах растопки или расхолаживания, а также для выявления степени стабильности или самовыравнивания процесса. Другой вид графиков — изменение каких-либо величин в зависимости от изменения какого-либо одного параметра, принимаемого за независимое переменное (например, зависимость потерь с химической и механической неполнотой сгорания от теплового напряжения топки, от избытка воздуха и т. п.).

Для построения этих графиков требуется соблюдение постоянства всех параметров, за исключением одного, который рассматривается как независимая переменная. Если, например, строится зависимость потери тепла с уходящими газами или с химической неполнотой сгорания от избытка воздуха, то для нее используются опыты, в которых все другие параметры и величины ($D_{пп}$, R_{90}, $w_ш$ и т. д.) были постоянными. В действительности же все они могут колебаться из-за невозможности точного поддержания постоянства режима работы в пределах, допускаемых нормами.

Полученные значения рекомендуется изображать условными точками, присваиваемыми каждому опыту.

Проведение кривой по опытным точкам требует от исполнителя достаточного навыка и ясного представления происходящих физических процессов, а также влияния тех или иных условий на изменение измеряемой величины. Вследствие неизбежных погрешностей во время измерения и колебаний режима трудно получить полное совпадение всех точек с кривой на графике. Всегда некоторые точки окажутся вне кривой; в этих случаях кривая проводится по направлению, предопределяемому большинством точек, без учета случайно выпавших. Правильность проведения кривой должна подтверждаться 75% точек, нанесенных на графике. При построении графиков следует избегать небольших масштабов, при которых кривые получаются плоскими, и избегать очень крупных масштабов, приводящих к большому разбросу опытных точек, что за-

трудняет определение закономерности в их расположении.

Для однообразия оформления и удобства иллюстрации отчетов следует стандартизировать размеры графиков. Основными размерами для графиков следует принимать форматку 297×210 мм или ее производную 297×420 мм. Построение графиков удобно проводить на миллиметровой бумаге, причем масштаб всех величин должен быть кратным миллиметровой сетке (5 или 10 мм).

14-3. ПЕРЕСЧЕТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ АНАЛИЗОВ ТОПЛИВА

Твердое или жидкое топливо. При обработке материалов испытаний все теплотехнические расчеты проводятся по рабочей массе топлива, устанавливаемой техническим и элементарным анализом проб сжигаемого топлива (табл. 14-4, 14-5). Обычно лаборатория дает состав топлива не в рабочем его состоянии, а в том, в котором производится анализ, например, в воздушно-сухом (аналитической массе) или абсолютно сухом. Поэтому необходимо прежде всего пересчитать данные анализа на состав рабочей массы топлива.

Применительно к жидкому топливу используется только понятие о рабочей и горючей массе.

Пересчет состава топлива, а также выхода летучих $v^г$ и удельной теплоты сгорания (в бомбе и высшей) $Q^р_в$ с одной массы на другую проводится посредством переводных множителей X_{1-2}, приведенных в табл. 14-6, по формуле, %,

$$Y_2 = Y_1 X_{1-2}, \qquad (14\text{-}3)$$

где Y_1 и Y_2 — соответственно содержание любого элемента, входящего в состав исходной и искомой массы топлива, %.

Если в составе топлива содержится свыше 3% карбонатов, то множитель пересчета с горючей на рабочую массу имеет следующий вид:

$$X^г_{кар} = \frac{[100 - W^р - A^р_{испр} - (CO_2)^р_к]}{100}, \qquad (14\text{-}4)$$

где $(CO_2)^р_к$ — количество углекислоты, полученное от разложения карбонатов, %; $A^р_{испр}$ — зольность без учета сульфатов, образовавшихся при разложении карбонатов, с поправкой на сгорание серы колчедана, %.

Полученная таким образом зольность равна, %,

$$A^р_{испр} = A^р - [2{,}5\,(S^с_а - S^с_{ст}) + 0{,}375 S^с_к]\,\frac{100 - W^р}{100}, \qquad (14\text{-}5)$$

где $S^с_а$ — содержание серы в лабораторной пробе золы, %; $S^с_{ст}$; $S^с_к$ — соответственно содержание сульфатной и колчеданной серы в сухой массе топлива, %.

Если не имеется лабораторных данных о содержании сульфатов, значение $[2{,}5(S^с_а - S^с_{ст}) + 0{,}375 S^с_к]$ принимают условно равным: для эстонских и гдовских сланцев — 2%, кашпирских — 4,1%, савельевских — 3,1%, озинских — 2,4%.

С изменением влажности и зольности топлива, например при выявлении состава топлива после подсушки, пересчет элементарного состава рабочей массы, %, проводится по формуле

$$Y^р_1 = Y^р\,\frac{100 - W^р_1 - A^р_1}{100 - W^р - A^р}, \qquad (14\text{-}6)$$

где $Y^р_1$ — содержание какого-либо элемента топлива при влажности $W^р_1$ и зольности $A^р_1$, %; $Y^р$ — содержание этого же элемента в рабочем составе при $W^р$, $A^р$, %.

При сжигании смеси двух топлив элементарный состав их рабочей массы, %, определяется по формуле

$$Y^р_{см} = Y^р_1 g + Y^р_2 (1 - g), \qquad (14\text{-}7)$$

где $Y^р_1$ — содержание какого-либо элемента в первом топливе, входящем в рабочий состав смеси, %; $Y^р_2$ —

Таблица 14-4

Объем и методы определения технического и элементарного состава топлива

Показатели технического состава					Показатели элементарного состава		
$W^р$	A	$v^г$	Q	Окисленность углей	C, H, N, O	S и ее разновидности	Углекислота карбонатов
ГОСТ 11014-70 или ГОСТ 11305-65	Для каменных и бурых углей ГОСТ 11022-64 или ГОСТ 11306-65. Для торфа ГОСТ 11306-65. Для жидкого топлива ГОСТ 1461-59	Для каменных и бурых углей ГОСТ 6382-75. Для антрацита и полуантрацита ГОСТ 7303-67. Для горючих сланцев ГОСТ 12270-66.	Для твердого топлива ГОСТ 147-74. Для жидкого топлива ГОСТ 5080-55. Для газообразного топлива ГОСТ 10052-52	Химический и петрографический состав ГОСТ 8930-70. Окисленность углей определяется при сжигании каменных углей, длительно хранящихся на складе, и углей открытой добычи (кузнецкие и др.)	Основной ГОСТ 2408-75. Ускоренный ГОСТ 6389-71	Основной ГОСТ 8606-72. Ускоренный ГОСТ 2059-75	Основной ГОСТ 13455-68. Ускоренный ГОСТ 7752-74

Таблица 14-5

Допуски при определении технического и элементарного состава твердого и жидкого топлива

Абсолютный допуск							Относительный допуск				
Удельная теплота сгорания $\Delta Q^г_в$, ккал/кг			Влажность $\Delta W^р$, %		Зольность $\Delta A^с$, % уголь и торф		Углерод $\delta^{Cг}$, %		Водород $\delta^{Hг}$, %		Сера, $\delta^{Sг}_{орг+к}$, %
Мазут	Уголь	Торф	Уголь	Торф	$A^с$ меньше 10%	$A^с$ больше 10%	Уголь	Торф	Уголь	Торф	Уголь и торф
±35—40	±40—50	±60—70	±0,25	±1,0—1,5	±0,3	±0,5	0,20	0,25	2,0	2,5	±0,2

Таблица 14-6

Множители (X_{1-2}) для пересчета состава топлива, выхода летучих и удельной теплоты сгорания (в бомбе и высшей) с одной массы топлива на другую

Исходная масса топлива	Искомая масса топлива				
	рабочая	сухая	горючая	органическая	аналитическая
Рабочая	1	$\frac{100}{100-W^р}$	$\frac{100}{100-W^р-A^р}$	$\frac{100}{100-W^р-M^р}$	$\frac{100-W^а}{100-W^р}$
Сухая	$\frac{100-W^р}{100}$	1	$\frac{100}{100-A^с}$	$\frac{100}{100-M^с}$	$\frac{100-W^а}{100}$
Горючая	$\frac{100-W^р-A^р}{100}$	$\frac{100-A^с}{100}$	1	$\frac{100}{100-S^г_к}$	$\frac{100-W^а-A^а}{100}$
Органическая	$\frac{100-W^р-A^р-S^р_к}{100}$	$\frac{100-A^с-S^с_к}{100}$	$\frac{100-S^г_к}{100}$	1	$\frac{100-W^а-M^а}{100}$
Аналитическая	$\frac{100-W^р}{100-W^а}$	$\frac{100}{100-W^а}$	$\frac{100}{100-W^а-A^а}$	$\frac{100}{100-W^а-M^а}$	1

Примечание. M—минеральная часть топлива. $M=A+W_м+(CO_2)_к+0{,}625S_к-2{,}5(S_а-S_{ст})$.

содержание такого же элемента во втором топливе, входящем в состав смеси, %; g — массовая доля первого рабочего топлива в смеси.

Порядок обработки результатов анализа топлива следующий. Если лабораторией дан полный элементарный анализ топлива, то необходимо его пересчитать с аналитической или горючей массы на рабочую массу по формуле (14-3). Если в анализах топлива, полученных из лаборатории, отсутствуют отдельные составляющие элементарного состава $O^г$, $N^г$ и реже $S^г_{орг+к}$ или вследствие трудности определения азота дается сумма $(N+O)^г$, то необходимо выбрать $N^г$ из справочных таблиц характеристик топлива [96], а кислород $O^г$ определить по разности, %,

$$O^г = 100 - C^г - H^г - S^г_{орг+к} - N^г, \qquad (14\text{-}8)$$

где $S^г_{орг+к}$ — горючая летучая часть серы, состоящая из органической и колчеданной серы.

Остальные недостающие элементы горючей массы пересчитываются на рабочее топливо согласно формуле (14-3).

После каждого пересчета всех перечисленных элементов необходимо проверять соответствие суммы составляющих элементарного анализа 100% и в случае неувязки вносить соответствующие коррективы.

Общее содержание серы в твердом топливе, %, может быть представлено выражением

$$S_{общ}=S_{орг}+S_к+S_{ст}=S_{орг+к}+S_{ст}, \qquad (14\text{-}9)$$

где $S_{ст}$ — сульфатная сера (негорючая часть серы топлива), связанная с элементами топлива в виде солей серной кислоты, %.

Лаборатория обычно дает общее содержание серы $S_{общ}$ в топливе, тогда как при расчетах следует принимать лишь содержание горючей серы ($S_{орг+к}$), относя сульфатную серу к балласту. При небольших содержаниях серы (меньше 1%) разницей между $S_{общ}$ и $S_{орг+к}$ можно пренебречь, считая условно всю серу горючей. При сжигании сернистых (кизеловских, подмосковных, читинских, донецких ПЖ и Д) углей и карбонатных топлив необходимо, чтобы лаборатория определяла отдельно все три разновидности серы в топливе.

Если в период испытаний котельного агрегата сжигалось топливо, содержащее карбонаты (например, сланцы, ткварчельский, назаровский или шпицбергенский уголь), и из химической лаборатории получен анализ этого топлива со всеми без исключения элементами, т. е.

$$W^р,\ A^р,\ C^р,\ H^р,\ S^р_{общ},\ S^р_{орг},$$
$$S^р_к,\ N^р,\ O^р \text{ и } (CO_2)^р_к$$

(в виде карбонатов), следует ввести поправки в элементы $A^р$, $C^р$ и $O^р$ на искажение результатов анализа топлива, полученное за счет химических реакций некоторых компонентов ($S_к$, карбонатов кальция и магния), и на появление в продуктах горения дополнительного количества углекислоты. Поэтому при подсчетах характеристик процесса горения ($V_д$, β, $RO_2^{макс}$ и т. д.) необходимо пользоваться условным элементарным составом топлива. Его расчет основан на следующих соотношениях, %:

$$\left.\begin{aligned} A^р_{общ} &= A^р_{испр} + (CO_2)^р_к; \\ C^р_{усл} &= C^р + 0{,}273\,(CO_2)^р_к; \\ O^р_{усл} &= O^р + 0{,}727\,(CO_2)^р_к; \\ A^р_{усл} &= A^р_{общ} - (CO_2)^р_к. \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}10)$$

Остальные элементы ($W^р$, H, $S^р_{орг+к}$ и $N^р$) не пересчитывают, их условные значения не изменяются.

Газообразное топливо. Природное газообразное топливо, как правило, минеральной пыли не содержит, а влагосодержание его зависит от способа обезвоживания.

Искусственное газообразное топливо характеризуется высоким содержанием азота и повышенным содержанием минеральной пыли. Так, например, доменный газ подается потребителю с содержанием пыли от 0,1 до 4—5 г/м³; коксовый газ содержит минеральной пыли, смолы и бензола до 4 г/м³. Содержание примесей в газообразном топливе (водяных паров, твердых частиц золы, смолы и т. д.) дается обычно в граммах на 1 кг или на 1 м³ сухого газа.

Если влагосодержание газообразного топлива $d_{г.тл}$ (г/кг сухого газа), то объем водяных паров, м³/м³, на 1 м³ сухого газа подсчитывается по формуле

$$V^{г.тл}_{в.п} = \frac{d_{г.тл}\rho_н}{804}, \qquad (14\text{-}11)$$

где $\rho_н$ — плотность сухого обеззоленного газообразного топлива (при 0°С и 760 мм рт. ст.), кг/м³ [подсчитывается по формуле (8-36) и по данным табл. 14-7].

Влажность газообразного топлива, отнесенная к объему, %, подсчитывается по формуле

$$W^р_{г.тл} = \frac{d_{г.тл}\rho_н}{804 + d_{г.тл}\rho_н}\,100, \qquad (14\text{-}12)$$

Таблица 14-7

Характеристика газов, входящих в состав газообразного топлива

Наименование газа	Обозначение	Плотность ρ, кг/м³	Удельная теплота сгорания низшая $Q^c_н$, ккал/м³
Водород	H_2	0,090	2579
Азот (элементарный)	N_2	1,251	—
Азот воздуха (с примесью аргона)	N_2^A	1,257	—
Кислород	O_2	1,428	—
Окись углерода	CO	1,250	3018
Углекислота	CO_2	1,964	—
Сернистый газ	SO_2	2,858	—
Сероводород	H_2S	1,520	5585
Метан	CH_4	0,716	8555
Этан	C_2H_6	1,342	15 226
Пропан	C_3H_8	1,967	21 795
Бутан	C_4H_{10}	2,593	28 338
Пентан	C_5H_{12}	3,218	34 890
Этилен	C_2H_4	1,251	14 107
Пропилен	C_3H_6	1,877	20 541
Бутилен	C_4H_8	2,503	27 111
Бензол	C_6H_6	3,485	33 528

или, если влагосодержание газа $d'_{г.тл}$ дано в г/м³, то

$$W^р_{г.тл} = \frac{d'_{г.тл}}{804 + d'_{г.тл}} 100. \qquad (14\text{-}13)$$

Зольность газообразного топлива, %, отнесенная к объему, может быть подсчитана по формуле

$$A^р_{г.тл} = \frac{a^{тл}}{d'_{г.тл} + a_{тл}} 100, \qquad (14\text{-}14)$$

где $a_{тл}$ — содержание минеральной пыли в газообразном топливе, г/м³.

Масса 1 м³ сухого газообразного топлива вместе с влагой и минеральной пылью равна, кг/м³,

$$G_{тл} = \rho_н + \frac{d'_{г.тл} + a_{тл}}{1000}. \qquad (14\text{-}15)$$

Переход от состава сухого газообразного топлива (без влаги, сконденсировавшейся в процессе анализа), получаемого в результате анализа газов, к составу рабочего газообразного топлива осуществляют по формуле

$$CO_2^{тл.р} \text{ (или } CO^{тл.р},\ H^{тл.р},\ CH_4^{тл.р} \text{ и т. д.)} = CO_2^{тл}\frac{100 - W^р_{г.тл} - A^р_{г.тл}}{100}, \qquad (14\text{-}16)$$

где $CO_2^{тл.р}$ — содержание углекислоты (соответственно и других компонентов), %, в рабочем газообразном топливе; $CO_2^{тл}$ — содержание углекислоты (соответственно и других компонентов), %, определенное в газоанализаторе.

Пересчет объемных составляющих элементарного состава газообразного топлива в массовые составляющие проводится:

1) для сухого газообразного топлива, %,

$$\left.\begin{aligned} (CO_2^{тл})^с_н &= CO_2^{тл}\frac{\rho_{CO_2}}{\rho_н}; \\ (CO^{тл})^с_н &= CO^{тл}\frac{\rho_{CO}}{\rho_н} \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}17)$$

и т. д.;

2) для рабочего газообразного топлива, %,

$$\left.\begin{aligned} (CO_2^{тл})^р_в &= CO_2^{тл}\frac{\rho_{CO_2}}{\rho_{в.г}}; \\ (CO^{тл})^р_в &= CO^{тл}\frac{\rho_{CO}}{\rho_{в.г}} \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}18)$$

и т. д.

Таким же образом подсчитываются все остальные компоненты горючей и негорючей масс, входящих в состав газа, где ρ_{CO_2} — плотности составляющих газа (см. табл. 14-7), кг/м³; $\rho_{в.г}$ — плотность влажного газообразного рабочего топлива, кг/м³, определяемая по формулам (8-34).

Подсчитанный по формулам (14-16), (14-17) или (14-18) элементарный состав газа должен в сумме составлять 100%.

Независимо от того, в каких единицах (объемных или массовых) получен состав компонентов газообразного топлива, рекомендуется его элементарный состав пересчитывать на условное твердое топливо в процентах по массе по формулам (14-19). Это дает возможность в дальнейшем вести все расчеты, %, для газообразного топлива или для его смеси с твердым (жидким) топливом по формулам, выведенным для твердого и жидкого топлива,

$$\left.\begin{aligned} C^р_{тл} &= \frac{0,54}{G^{тл}}[CO_2^{тл} + CO^{тл} + CH_4^{тл} + \Sigma n\,(C_nH_m)^{тл}]; \\ H^р_{тл} &= \frac{1,0}{G^{тл}}[0,09H_2^{тл} + 0,18CH_4^{тл} + \Sigma 0,045m\,(C_nH_m)^{тл}]; \\ S^р_{тл} &= \frac{1,43}{G_{тл}}[SO_2^{тл} + H_2S^{тл}]; \\ O^р_{тл} &= \frac{1,0}{G^{тл}}[0,715CO^{тл} + 1,44CO_2^{тл} + 1,429O_2^{тл}]; \\ N^р_{т.л} &= \frac{1,251}{G^{тл}}N_2^{тл}; \\ (A^р_{г.тл})_в &= \frac{0,1}{G^{тл}}a_{тл}; \\ (W^р_{г.тл})_в &= \frac{0,1}{G^{тл}}d'_{г.тл}. \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}19)$$

Точность расчетов, %, проверяется равенством

$$W^р_{г.тл} + A^р_{г.тл} + C^р_{г.тл} + H^р_{г.тл} + O^р_{г.тл} + S^р_{г.тл} + N^р_{г.тл} = 100. \qquad (14\text{-}20)$$

В случае неувязки следует вносить соответствующие коррективы путем уточнения расчетов.

14-4. УДЕЛЬНАЯ ТЕПЛОТА СГОРАНИЯ ТОПЛИВА

Различают высшую и низшую удельную теплоту сгорания топлива. Высшей удельной теплоте сгорания рабочего топлива $Q^р_в$ соответствует количество тепла, выделившееся в результате полного сгорания 1 кг топлива при условии, что продукты сгорания охлаждены до температуры конденсации содержавшихся в них водяных паров. Соответственно низшая удельная теплота сгорания рабочего топлива $Q^р_н$ — это то количество тепла, которое выделяется при сгорании 1 кг топлива при условии, если образовавшиеся водяные пары не конденсируются, а охлаждаются от 100 до 20°С.

Низшая удельная теплота сгорания рабочего топлива определяется разностью высшей удельной теплоты сгорания и теплоты парообразования, условно принимаемой равной 600 ккал/кг (или $250 \cdot 10^3$ Дж/кг) воды:

$$Q^{р}_{н} = Q^{р}_{в} - 6(H^{р} + W^{р}). \qquad (14\text{-}21)$$

Так как при сжигании топлива в топочных устройствах котлоагрегатов влага не конденсируется и остается в продуктах сгорания, в теплотехнических расчетах используют $Q^{р}_{н}$, которая принята в СССР за основной показатель теплоценности топлива.

Наиболее точно удельная теплота сгорания топлива определяется лабораторным способом путем сжигания образца топлива в калориметрической установке. Эмпирическими формулами для расчета значений удельной теплоты сгорания топлива пользоваться не следует.

Из всех известных эмпирических формул наиболее близкие к действительности значения удельной теплоты сгорания, ккал/кг, для топлив СССР дает формула Д. И. Менделеева (точность совпадения $\pm 2{,}5 \div 3{,}5\%$)

$$(Q^{г}_{в})_{м} = 81C^{г} + 300H^{г} - 26(O^{г} - S^{г}_{орг+к}). \qquad (14\text{-}22)$$

Этой формулой можно пользоваться во всех случаях для проверки соответствия удельной теплоты сгорания, определенной в лаборатории, элементарному составу.

Разница в определениях $Q^{г}_{в}$ по формуле Менделеева и по калориметрической бомбе не должна превышать 150 ккал/кг (625 кДж/кг) для топлива с $A^{с} \leqslant 25\%$ и 200 ккал/кг для топлива с $A^{с} > 25\%$.

Если известна удельная теплота сгорания топлива, определенная калориметрическим способом или взятая из справочных таблиц, можно пользоваться для пересчетов следующими формулами:

1) для твердых и жидких топлив, ккал/кг,

$$Q^{р}_{в} = [Q^{а}_{б} - \gamma' S^{а}_{б} - aQ^{а}_{б}] \frac{100 - W^{р}}{100 - W^{а}}; \qquad (14\text{-}23)$$

2) для горючих сланцев (с $Q^{р}_{в} \leqslant 1300$ ккал/кг)

$$Q^{р}_{в} = [Q^{а}_{б} - \gamma' S^{а}_{б} - aQ^{а}_{б} - \gamma'' (CO^{а}_{2})_{к}] \frac{100 - W^{р}}{100 - W^{а}}, \qquad (14\text{-}24)$$

где $Q^{а}_{б}$ — удельная теплота сгорания топлива, определяемая в калориметрической бомбе, ккал/кг; γ' — коэффициент, учитывающий теплоту образования серной кислоты в бомбе, численно равный 22,5 ккал/кг (или $94 \cdot 10^3$ Дж/кг) на 1% (на 0,01 кг) серы; $S^{а}_{б}$ — количество окислившейся серы в процентах на испытуемую пробу топлива, обычно от SO_2 до SO_3; a — коэффициент для расчета теплоты образования и растворения в воде азотной кислоты, равный 0,0010 для антрацита и тощих углей и 0,0015 для остальных углей, горючих сланцев и торфа; $(CO^{а}_{2})_{к}$ — содержание углекислоты в карбонатах, %; γ'' — коэффициент, учитывающий теплоту разложения карбонатов, численно равный 9,6 ккал/кг ($40 \cdot 10^3$ Дж/кг) на 1% (на 0,01 кг углекислоты карбонатов).

Если по данным лаборатории известна высшая удельная теплота сгорания сухой, горючей или органической массы топлива, то низшая удельная теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг, может быть определена по следующим формулам:

$$\left.\begin{aligned} Q^{р}_{н} &= (Q^{с}_{в} - 54H^{с})\, X_{1\text{-}2} - 6W^{р}; \\ Q^{р}_{н} &= (Q^{г}_{в} - 54H^{г})\, X_{1\text{-}2} - 6W^{р}; \\ Q^{р}_{н} &= (Q^{о}_{в} - 54H^{о})\, X_{1\text{-}2} - (6W^{р} - 26S^{р}_{к}), \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}25)$$

где $Q^{с}_{в}$; $Q^{г}_{в}$; $Q^{о}_{в}$ — соответственно высшая удельная теплота сгорания сухой, горючей и органической массы топлива, ккал/кг; $X_{1\text{-}2}$ — множитель пересчета по табл. 14-6.

Для определения низшей удельной теплоты сгорания топлива, содержащего карбонаты, ккал/кг, пользуются формулой

$$(Q^{р}_{н})_{к} = Q^{г}_{н} \frac{100 - W^{р} - A^{р}_{исп} (CO_2)^{р}_{к}}{100} - 6W^{р} - \gamma'' (CO_2)^{р}_{к} K_{CO_2}, \qquad (14\text{-}26)$$

где K_{CO_2} — поправочный коэффициент, учитывающий разложение карбонатов, принимается при камерном сжигании 1,0 и при слоевом 0,7.

В случае изменения влажности рабочего топлива и необходимости пересчета удельной теплоты сгорания по новой влажности, ккал/кг, он проводится по формуле

$$Q^{р}_{н1} = (Q^{р}_{н} + 6W^{р}) \frac{100 - W^{р}_{1}}{100 - W^{р}} - 6W^{р}_{1}. \qquad (14\text{-}27)$$

В случае сжигания смеси двух твердых или твердого и жидкого топлива удельная теплота сгорания смеси, ккал/кг, подсчитывается по формуле

$$(Q^{р}_{н})_{см} = Q^{р}_{н1} g + Q^{р}_{н2} (1 - g), \qquad (14\text{-}28)$$

где $Q^{р}_{н1}$ — удельная теплота сгорания первого рабочего топлива; $Q_{в2}$ — то же второго рабочего топлива; g — массовая доля первого рабочего топлива в смеси.

Удельная теплота сгорания 1 м³ газообразного топлива может быть определена лабораторным путем (с помощью калориметра) или же подсчитывается для сухого газа по формуле смешения, если известен его состав, ккал/м³,

$$(Q^{с}_{н})_{г.тл} = 0{,}01\, [Q_{CO} CO^{тл} + Q_{H_2} H^{тл}_{2} + Q_{H_2S} H_2S^{тл} + \Sigma (Q_{C_nH_m} C_nH^{тл}_{m})], \qquad (14\text{-}29)$$

где Q_{CO}, Q_{H_2}, Q_{H_2S} и т. д. — удельная теплота сгорания отдельных компонентов газа (см. табл. 14-7), ккал/кг; $CO^{тл}$, $H^{тл}_{2}$, $C_nH^{тл}_{m}$ — компоненты газообразного топлива, %.

В элементарном анализе газообразного топлива обычно непредельные углеводороды (C_nH_m) даются в общем виде без расшифровки, при небольшом (до 3%) содержании их в топливе они могут приниматься, как указано в гл. 8, состоящими из этилена (C_2H_4).

Удельная теплота сгорания 1 кг газообразного рабочего топлива, ккал/кг, подсчитывается по формуле

$$(Q^{р}_{н})_{г.тл} = \frac{(Q^{с}_{н})_{г.тл}}{G^{тл}}. \qquad (14\text{-}30)$$

Следует иметь в виду, что удельная теплота сгорания газообразного топлива, полученная с помощью калориметра, часто дается для стандартного состояния $(Q^{р}_{н})'_{г.тл}$, т. е. при 20°С и 760 мм рт. ст. (101 325 Па). Пересчет $(Q^{р}_{н})'_{г.тл}$ к нормальным параметрам (0°С и 760 мм рт. ст.), ккал/кг, ведется по формуле

$$(Q^{р}_{н})_{г.тл} = 1{,}073\, (Q^{р}_{н})'_{г.тл}. \qquad (14\text{-}31)$$

В случае сжигания смеси твердого или жидкого топлива с газообразным при известных массовых долях каждого топлива или одного из них удельная теплота сгорания смеси, ккал/кг, определяется по формуле

$$(Q^{р}_{н})_{см} = (Q^{р}_{н})_{т.тл}\, g_{т.тл} + (Q^{р}_{н})_{т.тл}\, g_{г.тл}, \qquad (14\text{-}32)$$

где $(Q^{р}_{н})_{т.тл}$ — удельная теплота сгорания твердого (жидкого) топлива, ккал/кг; $g_{т.тл}$, $g_{г.тл}$ — соответственно массовые доли твердого (жидкого) и газообразного топлива.

Массовые доли топлива в смеси

$$\left.\begin{aligned} g_{г.тл} &= \frac{B_{г.тл}}{B_{г.тл} + B_{т.тл}}; \\ g_{т.тл} &= 1 - g_{г.тл}, \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}33)$$

где $B_{т.тл}$ и $B_{г.тл}$ — масса твердого и газообразного топлива в смеси, т.

Если смесь топлив задана в долях тепловыделения каждого топлива (q), то практически удобнее перейти к массовым долям по следующей формуле:

$$g_{г.тл} = \frac{q_{т.тл} Q^р_{н\,г.тл}}{q_{т.тл} Q^р_{н\,г.тл} + (1 - q_{т.тл})\, Q^р_{н\,т.тл}} \qquad (14\text{-}34)$$

или же вести расчет раздельно на 1 кг твердого (жидкого) топлива и 1 м³ газообразного топлива. Далее весь расчет вести не на 1 кг смеси топлив, а условно на 1 кг твердого или жидкого топлива с учетом количества газообразного топлива, приходящегося на 1 кг твердого или жидкого топлива:

$$X' = \frac{1 - q_{т.тл}}{q_{т.тл}} \frac{(Q^р_н)_{т.тл}}{(Q^р_н)_{г.тл}}, \qquad (14\text{-}35)$$

где X' — расход газообразного топлива на 1 кг твердого или жидкого топлива, м³/кг.

Тогда удельная теплота сгорания смеси твердого или жидкого топлива с газообразным составит, ккал/кг,

$$(Q^р_н)_{см} = (Q^р_н)_{т.тл} + (Q^р_н)_{г.тл} X', \qquad (14\text{-}36)$$

где $(Q^р_н)_{т.тл}$ и $(Q^{тл}_н)_{г.тл}$ — соответственно теплота сгорания твердого и газообразного топлива, ккал/кг.

14-5. ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОПЛИВА β И $RO_2^{макс}$

Каждое топливо имеет свою безразмерную характеристику β, связывающую его элементарный состав с составом продуктов горения.

Для твердых и жидких топлив

$$\beta = 2{,}35 \frac{H^р - 0{,}126 O^р + 0{,}04 N^р}{K^р}, \qquad (14\text{-}37)$$

где $K^р = C^р + 0{,}375 S^р_{орг+к}$ — условное количество углерода в рабочем топливе, %.

При наличии в топливе карбонатов

$$\beta = 2{,}35 \frac{H^р - 0{,}126\,[O^р + 0{,}727\,(CO_2)^р_к] + 0{,}04 N^р}{C^р + 0{,}273\,(CO_2)^р_к + 0{,}375 S^р_{орг+к}}. \qquad (14\text{-}38)$$

Для газообразного топлива значение β определяется по формуле

$$\beta = \frac{0{,}209 N_2^{тл} + 0{,}395 CO^{тл} + 0{,}396 H_2^{тл} + 1{,}584 CH_4^{тл} + 2{,}389 C_nH_m^{тл} - 0{,}791 O_2^{тл}}{CO_2^{тл} + 0{,}994 CO^{тл} + 0{,}995 CH_4^{тл} + 2{,}001 C_nH_m^{тл}} - 0{,}791. \qquad (14\text{-}39)$$

При сжигании газообразного топлива в смеси с твердым или жидким $\beta_{см}$ находится по формулам (14-37) или (14-38) для твердого топлива с предварительным пересчетом элементарного состава газообразного топлива в массовое твердое по формулам (14-19). У твердых и жидких топлив характеристика β всегда положительна, а у газообразных может быть отрицательной. Объясняется это присутствием в некоторых газообразных топливах (например, доменный газ) значительных количеств CO_2 (RO_2), полученных не за счет кислорода воздуха.

Максимально возможное содержание $RO_2^{макс} = CO_2^{макс} + SO_2^{макс}$ в сухих продуктах горения, соответствующее полному сгоранию топлива без избытка воздуха зависит от состава сжигаемого топлива и является характеристикой его горючей части. При полном сжигании чистого углерода в теоретически необходимом количестве воздуха характеристика $RO_2^{макс} = 21$ %. Следовательно, для топлива, приближающегося по составу горючей массы к углероду, значение $RO_2^{макс}$ близко к 21 %.

Таблица 14-8

Значение β и $RO_2^{макс}$ для основных топлив

Наименование топлива	β	$RO_2^{макс}$
Донецкие антрациты и каменные угли		
Антрацит (АШ, АСШ)	0,043	20,1
Полуантрацит (ПА)	0,085	19,35
Тощий (Т)	0,104	19,0
Газовый (ГР, ГМ, ГСШ)	0,127	18,6
Длиннопламенный (ДР, ДСШ, ДМСШ)	0,121	18,7
Кузнецкие каменные угли (шахтной добычи)		
Длиннопламенный (ДР, ДСШ)	0,122	18,7
Газовый (ГР, ГСШ)	0,136	18,5
Слабоспекающийся (1ССР, 1ССОТ)	0,115	18,82
Слабоспекающийся (2ССР, 2ССШ, 2ССОТ)	0,[illegible]06	19,00
Тощий (ТР, ТОШ)	0,095	19,17
Кузнецкие каменные угли (карьерной добычи—окисленные)		
Газовый (ГР, ОК)	0,105	19,00
Слабоспекающийся (1СС, 2СС)	0,103	18,98
Тощий (ТР, ОК)	0,096	19,15
Карагандинские каменные угли		
Марки К (КР, промпродукт)	0,116	18,8
Экибастузские каменные угли		
Марки СС (ССР)	0,112	18,87
Кизеловские каменные угли (ГР, ГСШ)	0,143	18,3
Егоршинский полуантрацит (ПАР)	0,080	19,5
Львовско-волынские каменные угли		
Марки ГР	0,117	18,8
Бурые угли		
Подмосковный	0,084	19,3
Челябинский	0,092	19,2
Богословский и веселовский	0,059	19,8
Назаровский	0,064	19,7
Ирша-бородинский	0,071	19,6
Сланец		
Эстонский	0,108	18,95
Гдовский	0,078	19,5
Кашпирский	0,210	17,4
Торф	0,073	19,6
Дрова	0,035	20,3
Мазут	0,300	16,1

Значение $RO_2^{макс}$ можно определять двумя расчетными методами. Для подсчета по первому методу необходимо располагать данными о составе сжигаемого топлива. Тогда $RO_2^{макс}$ определяют как отношение объема RO_2 к объему сухих продуктов горения, %, образующихся при теоретически необходимом количестве воздуха, т. е.

$$RO_2^{макс} = \frac{V^0_{RO_2}}{V^0_{с.г}} 100. \qquad (14\text{-}40)$$

Для подсчета $RO_2^{макс}$ по второму методу [87; 88] необходимо из объема сухих продуктов полного сгорания, заведомо содержащих избыточный O_2, вычесть объем, %, избыточного O_2 и сопутствующего ему N_2

$$RO_2^{макс} = \frac{RO_2}{100 - 4{,}76O_2} 100, \qquad (14\text{-}41)$$

где RO_2 и O_2 — соответственно содержание (CO_2+ +SO_2) и O_2 в продуктах полного сгорания топлива, % об.

Пользуясь формулой (14-41), значение $RO_2^{макс}$ можно подсчитать, не располагая данными о составе сжигаемого топлива.

При подсчете $RO_2^{макс}$ по составу продуктов неполного горения, содержащих CH_4, CO и H_2, из общего содержания O_2 в продуктах горения надо вычесть O_2, необходимый для дожигания горючих компонентов, а к объему CO_2, содержащейся в продуктах горения, прибавить объем CO_2, образующейся в результате дожигания CO и CH_4. В соответствии с этим формула для подсчета $RO_2^{макс}$, %, если в продуктах горения есть составляющие химического недожога, приобретает вид:

$$RO_2^{макс} = \frac{CO_2 + CO + CH_4}{100 - 4{,}76(O_2 - 2CH_4 - 0{,}5CO - 0{,}5H_2)} 100. \qquad (14\text{-}42)$$

Значения β и $RO_2^{макс}$ для основных видов топлива приведены в табл. 14-8.

14-6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗБЫТКА ВОЗДУХА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА ПРОДУКТОВ ГОРЕНИЯ *

Коэффициент избытка воздуха α есть отношение количества воздуха $V_д$, фактически поданного в топку, к теоретически необходимому для горения количеству воздуха V_0:

$$\alpha = V_д / V_0. \qquad (14\text{-}43)$$

Среднее значение коэффициента избытка воздуха зависит от состава и вида топлива, топочного режима, степени совершенства смешения топлива с воздухом и т. п.

В котельных установках, работающих под наддувом и имеющих участки, отвечающие условиям точного измерения расхода воздуха, можно определить избыток воздуха по формуле

$$\alpha = Q_в / V_0 B, \qquad (14\text{-}44)$$

где $Q_в$ — общее количество воздуха, поданного в топочное устройство котлоагрегата по данным непосредственных измерений, м³/ч; B — расход топлива, кг/ч.

Однако ввиду отсутствия достаточного статистического материала по определению избытка воздуха по непосредственному измерению рекомендуется для надежности параллельно определять его по газовому анализу. Наиболее точно этот коэффициент подсчитывается по «азотной» формуле, которая для случая полного сгорания топлива имеет следующий вид:

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3{,}76O_2}, \qquad (14\text{-}45)$$

где N_2 и O_2 — количества азота и кислорода, содержащиеся в продуктах сгорания; $3{,}76O_2$ — количество азота, перешедшего из избыточного воздуха в продукты сгорания.

При наличии химической неполноты горения «азотная» формула для подсчета α приобретает вид:

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3{,}76(O_2 - 2CH_4 - 0{,}5CO - 0{,}5H_2)}, \qquad (14\text{-}46)$$

где CH_4, CO и H_2 — содержание в продуктах горения соответственно метана, окиси углерода и водорода.

В таком виде «азотная» формула для подсчета коэффициента избытка воздуха справедлива для тех сжигаемых газов, содержанием азота в которых можно пренебречь (менее 3%). Это относится к твердому, жидкому и большинству газообразных топлив.

При сжигании газа, содержащего значительное количество N_2 (например, генераторного или доменного), необходимо из количества N_2, содержащегося в дымовых газах, вычесть N_2, перешедший в продукты горения из топлива, при этом, естественно, для подсчета α следует располагать данными не только о составе продуктов горения, но и о составе сжигаемого газа. В этих случаях α при полном сгорании топлива подсчитывается по формуле

$$\alpha = \frac{N_2 - \frac{N_2^{тл}}{V_{с.г}}}{N_2 - N_2^{тл}/V_{с.г} - 3{,}76O_2}, \qquad (14\text{-}47)$$

где $V_{с.г}$ — объем сухих продуктов горения, получаемый при сжигании 1 м³ газа.

Если в составе продуктов горения содержатся горючие компоненты, то «азотная» формула для подсчета α приобретает вид:

$$\alpha = \frac{N_2 - N_2^{тл}/V_{с.г}}{N_2 - N_2^{тл}/V_{с.г} - 3{,}76(O_2 - 2CH_4 - 0{,}5CO - 0{,}5H_2)}. \qquad (14\text{-}48)$$

* При сушке топлива газами по замкнутому циклу следует учесть дополнительные указания, изложенные в § 14-19.

Таблица 14-9

Значение коэффициента Ψ для различных видов топлива

Наименование топлива	Ψ
Газообразное топливо	
Горючие газы	
Метан	2,0
Пропан	1,67
Бутан	1,625
Ацетилен	1,25
Окись углерода	0,5
Газы с малым содержанием азота	
Коксовый газ очищенный	2,28
Коксовый газ неочищенный	2,20
Природный газ	2,00
Нефтепромысловые газы	
Небитдаг	1,87
Азнефть	1,86
Грознефть	1,82
Нефтезаводской газ	1,75
Сжиженный газ	1,65
Газы с высоким содержанием азота	
Генераторный газ из:	
подмосковного угля	0,75
газового угля	0,75
торфа	0,73
древесины	0,73
челябинского угля	0,70
кокса	0,65
антрацита	0,64
Доменный газ	0,41
Жидкое топливо	
Бензин	1,52
Керосин	1,48
Мазут сернистый	1,40
Мазут малосернистый	1,35
Твердое топливо	
Кокс	1,05
Антрацит донецкий	1,05
Полуантрацит егоршинский	1,10
Каменный уголь:	
тощий:	
донецкий	1,13
кузнецкий	1,12
паровичный жирный:	
донецкий	1,15
карагандинский	1,15
кизеловский	1,18
ткварчельский	1,16
газовый:	
донецкий	1,15
кузнецкий	1,16
уральский	1,14
грузинский	1,16
длиннопламенный:	
донецкий	1,15
минусинский	1,14
черемховский	1,15
Бурый уголь:	
подмосковный	1,10
уральский:	
богословский	1,16
челябинский	1,11
читинский:	
тарбагатайский	1,11

Продолжение табл. 14-9

Наименование топлива	Ψ
арабогарский	1,10
халяртинский	1,06
амурский:	
кивдинский	1,06
райчихинский	1,04
приморский:	
артемовский	1,13
тавричанский	1,13
украинский:	
александрийский	1,16
узбекский:	
ангренский	1,06
киргизский:	
кизыл-кийский	1,09
сулюктинский	1,07
таджикский:	
шурабский	1,05
Торф:	
кусковой	1,09
фрезерный	1,09
Дрова	1,03

Для ориентировочной оценки значения коэффициента избытка воздуха пользуются «углекислотной» формулой

$$\alpha = RO_2^{макс}/RO_2. \qquad (14\text{-}49)$$

Однако при сжигании топлива переменного состава или при отсутствии уверенности в точном знании величины $RO_2^{макс}$ пользование формулой (14-49) приводит к большим погрешностям. Кроме того, эта формула действительна только для случаев отсутствия в дымовых газах компонентов химической неполноты горения. Поэтому во время опытов рекомендуется контролировать избыток воздуха по «кислородной» формуле, в которой принято, что содержание N_2 в сухих продуктах сгорания равно содержанию N_2 в воздухе. Для случая полного горения «кислородная» формула имеет вид:

$$\alpha = \frac{21}{21 - O_2}. \qquad (14\text{-}50)$$

Однако при значительном содержании балласта в сжигаемом топливе кислородная формула дает недостаточно точные результаты.

При неполном сгорании топлива кислородная формула для подсчета α приобретает следующий вид:

$$\alpha = \frac{21}{21 - (O_2 - 2CH_4 - 0{,}5CO - 0{,}5H_2)}. \qquad (14\text{-}51)$$

Поскольку кислородная формула справедлива не для всех видов топлива, а подсчет по азотной формуле в ряде случаев усложняется необходимостью анализа сжигаемого газа, представляет интерес метод подсчета α по ана-

лизу продуктов горения, предложенный М. Б. Равичем [88]. При полном сгорании топлива α в этом случае подсчитывается по формуле

$$\alpha = \frac{O_2 + \Psi RO_2}{\Psi RO_2}, \qquad (14\text{-}52)$$

где Ψ — коэффициент, показывающий отношение объема кислорода, израсходованного на горение топлива с образованием RO_2 и H_2O, к объему RO_2 в продуктах горения, равный:

$$\Psi = \frac{RO_2 + 0{,}5H_2O}{RO_2}. \qquad (14\text{-}53)$$

Значения коэффициента Ψ для различных видов топлива приведены в табл. 14-9. В случае химической неполноты горения формула (14-52) принимает следующий вид:

$$\alpha = \frac{O_2 - (2CH_4 + 0{,}5CO + 0{,}5H_2) + \Psi(RO_2 + CO + CH_4)}{\Psi(RO_2 + CO + CH_4)}. \qquad (14\text{-}54)$$

Этот метод, обеспечивающий подсчет α с точностью, находящейся в пределах погрешности используемых при теплотехнических испытаниях приборов, может быть применен и в тех случаях, когда топливо сжигается в атмосфере воздуха, обогащенного или обедненного кислородом.

Относительная погрешность определения избытка воздуха по данным газового анализа в среднем составит $\sigma_\alpha = \pm 3{,}5\%$.

14-7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ВОЗДУХА И ОБЪЕМА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ТОПЛИВА

Твердое и жидкое топливо. Теоретическое количество сухого воздуха, м³/кг, необходимое для полного сгорания 1 кг топлива (α=1) при 0°С и 760 мм рт. ст., определяется по формуле

$$V^c_0 = 0{,}889\,[(C^p + 0{,}375S_{орг+к}) + 0{,}265H^p - 0{,}0333O^p]\,z, \qquad (14\text{-}55)$$

или по массе, кг/кг,

$$L^c_0 = 0{,}115\,[(C^p + 0{,}375S^p_{орг+к}) + 0{,}342H^p - 0{,}0431O^p]\,z, \qquad (14\text{-}56)$$

где $z = \frac{100 - q_4}{100}$ — поправочный коэффициент на механическую неполноту сгорания топлива.

Массовый расход влажного воздуха, кг/кг, необходимого для сжигания 1 кг топлива

$$L_0 = L^c_0\left(1 + \frac{d_в}{1000}\right), \qquad (14\text{-}57)$$

где $d_в$ — влагосодержание воздуха, г/кг (обычно $d_в \approx 8 \div 12$ г/кг, что соответствует влагосодержанию при температуре 22—25°С и относительной влажности воздуха $\varphi \approx 50\%$).

Действительно необходимое количество воздуха при $\alpha_т > 1$, м³/кг,

$$V_в = \alpha_т V_0. \qquad (14\text{-}58)$$

Полный объем продуктов сгорания, получаемых при сгорании 1 кг или 1 м³ топлива, м³/кг,

$$V_г = V_{с.г} + V_{в.п}. \qquad (14\text{-}59)$$

Объем сухих дымовых газов $V_{с.г}$, м³/кг, при неполном сгорании, когда в продуктах сгорания находятся CO, H_2, CH_4 и C_nH_m, равен:

$$V_{с.г} = 1{,}86\,\frac{K^p}{RO_2 + CO + CH_4 + 2C_nH_m}\,z. \qquad (14\text{-}60)$$

При $H_2 = CH_4 = C_nH_m = 0$ формула (14-60) принимает вид:

$$V_{с.г} = 1{,}86\,\frac{K^p}{RO_2 + CO}\,z. \qquad (14\text{-}61)$$

Объем водяных паров, м³/кг, при наличии в продуктах сгорания H_2 и CH_4

$$V_{в.п} = 0{,}0124\left[9H^p z - \frac{9K^p(0{,}09H_2 + 0{,}18CH_4)}{0{,}54(RO_2 + CO + CH_4)}\,z + W^p + 100(W_в + W_ф)\right]. \qquad (14\text{-}62)$$

При $H_2 = CH_4 = 0$ объем водяных паров равен, м³/кг:

$$V_{в.п} = [0{,}0124\,(9H^p z + W^p + 100\,(W_в + W_ф))]; \qquad (14\text{-}63)$$

где $W_в$ — влага, вносимая в топку с воздухом, кг/кг сгоревшего топлива:

$$W_в = 0{,}001\alpha L_0 d_в; \qquad (14\text{-}64)$$

$W_ф$ — влага парового дутья или парового распыливания, количество которой для парового дутья в слоевых топках, сжигающих антрацит, составляет 0,47÷0,8 кг пара/кг топлива, при применении паромазутных форсунок—0,3÷0,4 кг/кг, а паромеханических — 0,03÷0,04 кг/кг.

Масса продуктов сгорания 1 кг твердого или жидкого топлива, кг/кг,

$$G = 1 - \frac{A^p}{100} + \alpha L_0(1 + 0{,}001d_в) + W_ф. \qquad (14\text{-}65)$$

Плотность продуктов сгорания при 0°С и 760 мм рт. ст., кг/м³,

$$\rho_г = \frac{G_г}{V_{с.г} + V_{в.п}}. \qquad (14\text{-}66)$$

В предварительных расчетах объемы воздуха, необходимого для горения 1 кг (1 м³) топлива, и количество дымовых газов, получаемых при полном сгорании 1 кг топлива, могут быть оценены с точностью до 1% по эмпирическим формулам:

для воздуха, м³/кг,

$$V_0 = a\,\frac{Q^p_н + 6W^p}{1000}; \qquad (14\text{-}67)$$

для сухих продуктов горения при $\alpha \geqslant 1$ и $q_3 = 0$, м³/кг,

$$V_{с.г} = \left(\alpha - \frac{21 - x}{100}\right) a\,(Q^p_н + 6W^p)\,10^{-3}; \qquad (14\text{-}68)$$

для водяных паров при $\alpha > 1$ и $q_3 = 0$, м³/кг,

$$V_{в.п} = \left[\Delta + \frac{(21 - x)a}{100} + 0{,}016a\alpha\right]\frac{Q^p_н + 6W^p}{1000} + 0{,}0124W^p, \qquad (14\text{-}69)$$

где a, Δ и x — коэффициенты, зависящие от вида сжигаемого топлива (табл. 14-10).

Таблица 14-10

Значения коэффициентов для определения V_0, $V_{с.г}$ и $V_{в.п}$

Топливо	Коэффициенты		
	a	Δ	x, %
Торф	1,075	0,11	19,1
Бурые угли $V^г \leqslant 45$ %	1,09	0,06	19,4
$V^г > 45$%	1,10	0,07	19,0
Угли Канско-Ачинского бассейна	1,08	0,07	19,4
Каменные угли и их отходы	1,10	0,05	18,2
Донецкие антрациты	1,10	0,016	20,1
Полуантрациты и тощие угли	1,10	0,03	18,8
Горючие сланцы	1,09	0,11	19,0
Мазут:			
малосернистый	1,102	0,063	15,2
среднесернистый	1,096	0,063	15,5
высокосернистый	1,102	0,064	15,5
Природный газ	1,110	0,120	10,6

Газообразное топливо. Объем воздуха, м³/м³, теоретически необходимого для полного сгорания 1 м³ сухого газообразного топлива при 0°С и 760 мм рт. ст.,

$$V_0 = 0{,}0476\left[0{,}5CO^{тл} + 0{,}5H_2^{тл} + 1{,}5H_2S^{тл} + 2CH_4^{тл} + \sum\left(n + \frac{m}{4}\right)C_nH_m^{тл} - O_2^{тл}\right], \qquad (14\text{-}70)$$

где $CO^{тл}$, $H_2^{тл}$, $H_2S^{тл}$, $CH_4^{тл}$ и т. д. — процентный состав отдельных компонентов газообразного топлива; n, m — число атомов химических веществ в формуле предельных углеводородов.

Теоретически необходимый объем воздуха, м³/м³, для сжигания с учетом влаги ($d_{г.тл}$), содержащейся в газообразном топливе,

$$(V'_0) = \frac{V_0}{1 + \frac{d_{г.тл}}{80{,}4}}. \qquad (14\text{-}71)$$

Объем сухих газов при неполном сгорании топлива, м³/м³,

$$V_{с.г} = \frac{CO_2^{тл} + CO^{тл} + CH_4^{тл} + H_2S^{тл} + 2C_2H_4^{тл} + \Sigma nC_nH_m^{тл}}{RO_2 + CO + CH_4 + \Sigma nC_nH_m}. \qquad (14\text{-}72)$$

Объем водяных паров в уходящих газах при неполном сгорании, м³/м³, подсчитывается по формуле

$$V_{в.п} = 0{,}01\left[H_2^{тл} + 2CH_4^{тл} + H_2S^{тл} + \sum\frac{m}{2}C_nH_m^{тл} + \frac{d_{г.тл}}{8{,}04}\right] + \frac{1{,}293\alpha V_0 d_в}{8{,}04}. \qquad (14\text{-}73)$$

Подсчет объемов продуктов полного сгорания при предварительной обработке материалов (по расчетному или лабораторному анализу топлива) проводится по формулам [96].

14-8. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

Уравнение теплового баланса. Тепловой баланс котельной установки составляется для определения экономических показателей работы котлоагрегата и тем самым дает представление о совершенстве процесса горения. Баланс тепла позволяет контролировать правильность проведенных испытаний к увязку отдельных опытов.

Уравнение баланса тепла для котельного агрегата при установившемся состоянии его работы, ккал/кг или ккал/м³,

$$Q^р_р = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \qquad (14\text{-}74)$$

или, %,

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6, \qquad (14\text{-}75)$$

в котором, %,

$$q_1 = \frac{Q_1}{Q^р_р}100; \qquad (14\text{-}76)$$

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q^р_р}100 \qquad (14\text{-}77)$$

и т. д., где $Q^р_р$ — располагаемое тепло (полное количество тепла, вводимого в топку) на 1 кг или 1 м³ топлива; Q_1; q_1 — тепло, полезно использованное котельной установкой, ккал/кг (ккал/м³) или %; Q_2; q_2 — тепло, теряемое с уходящими газами, ккал/кг (ккал/м²) или %; Q_3; q_3; Q_4; q_4 — потери тепла от химической и механической неполноты сгорания, ккал/кг (ккал/м³) или %; Q_5; q_5 — потеря тепла котельной установкой в окружающую среду, ккал/кг (ккал/м³) или %; Q_6; q_6 — потеря тепла с физическим теплом шлака, золы, провала, а также на охлаждение панелей и балок при условии, если вода на охлаждение панелей и балок не включена в циркуляции котлоагрегата, ккал/кг, или %.

Составление баланса по располагаемому теплу дает возможность правильно оценить к. п. д. котельных установок в тех случаях, когда подогрев топлива или воздуха осуществляется за счет постороннего источника тепла и т. п. Располагаемое тепло $Q^р_р$ на 1 кг или 1 м³ топлива, ккал/кг

$$Q^р_р = Q^р_н + Q_{в.вн} + Q_{тл} + Q_ф - Q_к, \qquad (14\text{-}78)$$

или, ккал/м³,

$$Q^р_р = Q^с_н + Q_{в.вн} + Q_{тл} + Q_ф, \qquad (14\text{-}79)$$

где $Q^р_н$, $Q^с_н$ — низшая удельная теплота сгорания рабочей массы твердого, жидкого или сухой массы газообразного топлива, ккал/кг или ккал/м³; $Q_{в.вн}$ — тепло, внесенное с поступающим в котельный агрегат воздухом, при подогреве последнего в калорифере отборным паром, паром от РОУ, отработанным теплом и т. д., какл/кг или ккал/м³; $Q_{тл}$ — физическое тепло топлива, которое наиболее сильно сказывается на значении $Q^р_р$ в тех случаях, когда топливо предварительно подогрето за счет постороннего источника тепла, а также при сушке топлива по разомкнутому циклу, когда температура и влажность топлива при-

нимаются по состоянию его перед топкой; $Q_ф$ — тепло, вносимое в агрегат с паровым дутьем (форсуночным паром); $Q_к$ — тепло, затраченное на разложение карбонатов, учитывается в том случае, если оно не учтено в теплоте сгорания [см. формулу (14-26)].

Тепло, затраченное на подогрев воздуха, поступающего в котлоагрегат, ккал/кг или ккал/м³,

$$Q_{в.вн} = \beta'_{в.пд}[(I^0_в)'_{в.пд} - I^0_{к.в}] \qquad (14\text{-}80)$$

или

$$Q_{в.вн} = \frac{D_{кал}}{B}(i'_{кал} - i''_{кал}) - (q_б)_{кал} = \frac{V_{в.пд}}{B}[(i_в)''_{кал} - (i_в)'_{кал}], \qquad (14\text{-}81)$$

где $\beta'_{в.пд}$ — отношение количества воздуха на входе в воздушный подогреватель к теоретически необходимому,

$$\beta'_{в.пд} = V_{в.пд}/V_0B; \qquad (14\text{-}82)$$

$(I^0_в)'_{в.пд}$ и $I^0_{к.в}$ — энтальпия воздуха на входе в воздушной подогреватель и холодного воздуха, ккал/кг или ккал/м³; $D_{кал}$ — расход пара на калорифер, кг/ч; $i'_{кал}$; $i''_{кал}$; $(i_в)'_{кал}$ и $(i_в)''_{кал}$ — соответственно теплосодержание пара и воздуха до и после калорифера; $V_{в.пд}$ — количество воздуха, поступающего в воздушный подогреватель от дутьевого вентилятора, м³/ч.

Физическое тепло топлива, ккал/кг или ккал/м³,

$$Q_{тл} = c_{тл}t_{тл}, \qquad (14\text{-}83)$$

где $c_{тл}$ — теплоемкость рабочего топлива, ккал/(кг·°С); $t_{тл}$ — температура топлива, °С.

Теплоемкости топлива определяются по [96].

Теплоемкости продуктов сгорания и воздуха приведены в [96] — табл. III. В ней значения теплоемкостей влажного воздуха вычислены при влагосодержании $d^c_в = 10$ г/кг сухого воздуха и отнесены к 1 м³ сухого воздуха. При других значениях влагосодержания теплоемкость, ккал/(м³·°С), может быть определена по формуле

$$c_в = c_{с.в} + 0{,}0016d_вc_{в.п}; \qquad (14\text{-}84)$$

где $c_{с.в}$ и $c_{в.п}$ — теплоемкость сухого воздуха и водяного пара.

Тепло, ккал/кг, вносимое в агрегат с паровым дутьем или для распыливания мазута, определяется по формуле

$$Q_ф = G_ф(i_ф - 600), \qquad (14\text{-}85)$$

где $G_ф$ — расход пара, идущего на дутье или распыливание топлива, кг/кг; $i_ф$ — энтальпия этого пара, ккал/кг.

При подаче в котлоагрегат смерзшегося топлива необходимо учитывать тепло на размораживание по [96] — формула (5-05).

14-9. ТЕПЛО, ПОЛЕЗНО ИСПОЛЬЗОВАННОЕ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКОЙ

Выработка тепла брутто котлоагрегатом (корпусом) или полное количество тепла, полезно использованного котельной установкой, ккал/ч,

$$Q^{бр}_{к.у} = D_{п.п}(i_{п.п} - i_{п.в}) + D_{н.п}(i_{н.п} - i_{п.в}) + D_{пр}(i_{к.в} - i_{п.в}) + \Sigma[D_{вт.п}(i^п_{вт.п} - i'_{вт.п})] + Q_{отд} \pm \Delta Q_{сост}, \qquad (14\text{-}86)$$

где $D_{п.п}$, $D_{н.п}$, $D_{пр}$, $D_{вт.п}$ — соответственно количество выработанного перегретого и насыщенного пара, расход воды на продувку котлоагрегата и расход пара на вторичные пароперегреватели, кг/ч; $i_{п.п}$, $i_{н.п}$, $i_{вт.п}$, $i_{к.в}$, $i_{п.в}$ — энтальпия перегретого, насыщенного и вторично перегретого пара, энтальпия котловой и питательной воды, ккал/кг; $Q_{отд}$ — тепло воды или воздуха, подогретых в котельной установке, отданное на сторону, ккал/ч; при подогреее воды, ккал/ч,

$$Q_{отд} = D_{вод}(i_2 - i_1); \qquad (14\text{-}87)$$

при подогреве воздуха, ккал/ч,

$$Q_{отд} = V_вc_в(t_2 - t_1); \qquad (14\text{-}88)$$

$\Delta Q_{сост}$ — поправка на изменение теплового состояния котельного агрегата в начале и конце опыта вследствие разницы давлений пара и уровня воды в барабане котлоагрегата, ккал/ч.

Для современных мощных котлоагрегатов с естественной циркуляцией, которые имеют относительно малый объем воды и работают с практически постоянными параметрами пара, эта поправка по абсолютной величине мала, вследствие чего ее не учитывают. Максимальное изменение к. п. д. котлоагрегата за счет $\Delta Q_{сост}$ оценивается в 0,07—0,12%.

При невозможности учесть расход продувочной воды непосредственно измерением его можно определить (если известен процент продувки) исходя из солевого состава питательной и котловой воды, %,

$$P = \frac{S_{п.в} - S_п}{S_{к.в} - S_{п.в}}100, \qquad (14\text{-}89)$$

где $S_{п.в}$ — солесодержание питательной воды, мг/л; $S_{к.в}$ — солесодержание котловой воды (ограничивается нормами, установленными для данного котлоагрегата), мг/л; $S_п$ — солесодержание пара, мг/л.

Расход продувочной воды в этом случае, кг/ч,

$$D_{пр} = D_{п.п} \cdot 0{,}01P. \qquad (14\text{-}90)$$

Тепло топлива, полезно используемое в котельной установке, может определяться по прямому и обратному балансу. По прямому

балансу (при непосредственном измерении расхода топлива), ккал/кг или ккал/м³,

$$Q_1 = \frac{Q^{бр}_{к.у}}{B}, \qquad (14\text{-}91)$$

или, %,

$$\eta^{бр}_{к.у} = q_1 = \frac{Q_1}{Q^р_р} 100. \qquad (14\text{-}91а)$$

При подсчете по обратному балансу, ккал/кг,

$$Q_1 = Q^р_р - (Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6), \qquad (14\text{-}92)$$

или, %,

$$\eta^{бр}_{к.у} = q_1 = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6). \qquad (14\text{-}92а)$$

14-10. ПОТЕРИ ТЕПЛА С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ

Рассматриваемые потери обусловлены разницей между энтальпией газов на выходе из последней поверхности нагрева котлоагрегата и этальпией поступающего в него холодного воздуха:

$$\left.\begin{aligned} Q_2 &= Q_{у.г} - Q_в + Q_2^{рас} \\ \text{или} \\ q_2 &= \frac{Q_2}{Q^р_р} 100, \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}93)$$

где $Q_{у.г}$ — энтальпия уходящих газов, ккал/кг,

$$Q_{у.г} = \left(V_{с.г} c_{с.г} + V_{в.п} c_{в.п} + \frac{A^р a_{ул} c_{зол}}{100}\right) T_{у.г}, \qquad (14\text{-}94)$$

здесь $V_{с.г}$, $V_{в.п}$ — объемы сухих газов и водяных паров в уходящих газах, определяемые по формулам (14-60)—(14-64), м³/кг; $c_{с.г}$ — теплоемкость сухих газов, ккал/(м³·°С); значения $c_{с.г}$ и $c_{в.п}$ определяются по $T_{у.г}$ и $(RO_2)_{у.г}$ (рис. 14-1) или по [96] — табл. III; $\frac{A^р a_{ул} c_{зол}}{100}$ — тепло, теряемое с уносимой золой топлива, ккал/кг, учитываемое:

а) при слоевом сжигании сланцев;

б) в камерных топках для всех топлив при приведенной величине уноса золы из топки

$$1000 A^р a_{ул} / Q^р_н \geqslant 6,$$

в которой $a_{ун}$ — доля золы, уносимая продуктами сгорания из топки, определяется экспериментальным путем [(см. формулу (4-2)] либо принимается по данным [96] — табл. XVII, XVIII, XIX и XXI; $c_{зол}$ — теплоемкость золы топлива, ккал/(кг·°С), принимается по [96] — табл. 3-5; $T_{у.г}$ — температура уходящих газов, °С; $Q_в$ — энтальпия холодного воздуха, поступившегося в котельную установку, ккал/кг,

$$Q_в = (c_{х.в} t_{х.в} + 0{,}0016 d_в i_{в.п}) V_0 \alpha_{у.г}, \qquad (14\text{-}95)$$

где $c_{х.в}$ и $t_{х.в}$ — теплоемкость и температура холодного воздуха в котельной, ккал/(м³·°С); $d_в$ — влагосодержание сухого воздуха, принимается 8—12 г/кг (точнее определяется психрометром); $i_{в.п}$ — энтальпия водяных паров воздуха, ккал/кг,

$$i_{в.п} = 0{,}47 t_{х.в}; \qquad (14\text{-}96)$$

$\alpha_{у.г}$ — коэффициент избытка воздуха в уходящих газах; $t_{х.в}$ — температура холодного воздуха, принимается из расчета, °С,

$$t_{х.в} = \frac{\alpha_т}{\alpha''_{в.пд}} (t'_{д.в})_в + \frac{\alpha''_{в.пд} - \alpha_т}{\alpha''_{в.пд}} t_{кот}, \qquad (14\text{-}97)$$

где $t'_{д.в}$ и $t_{кот}$ — температура воздуха на всасывающей стороне дутьевого вентилятора до

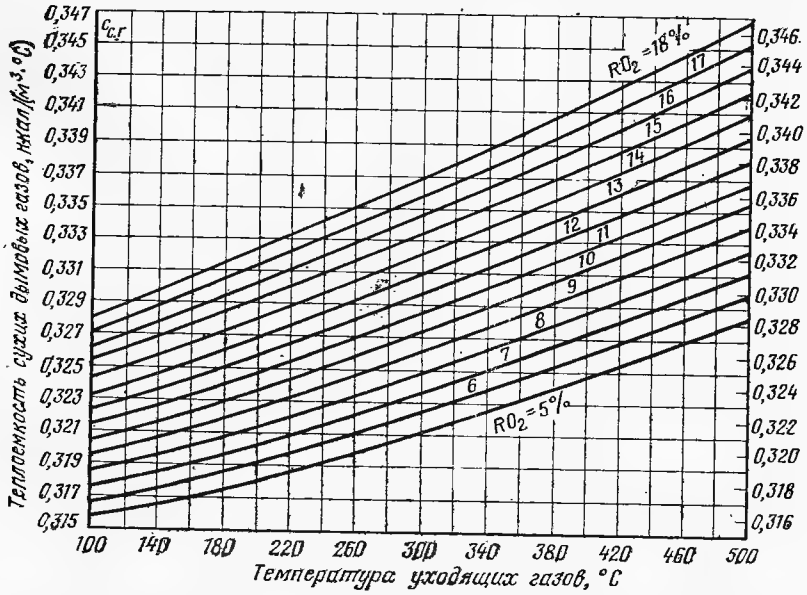


Рис. 14-1. Теплоемкость сухих дымовых газов при различных RO_2 и температурах.

места присоединения линии рециркуляции и в котельной, °С; $\alpha_т$ и $\alpha''_{в.пд}$ — избытки воздуха в топке и за воздушным подогревателем.

Если избыток воздуха в топке неизвестен, то вместо него принимается избыток воздуха из газохода, расположенного возможно ближе к топке (за фестоном или за пароперегревателем). При отсутствии данных по избыткам воздуха принимаются следующие их соотношения перед соответствующими температурами в формуле (14-97): $(0{,}65—0{,}7)\,t'_{д.в}$ и $(0{,}30—0{,}35)\,t_{кот}$.

К потере тепла с уходящими газами Q_2 необходимо прибавлять потерю тепла (если она превышает 0,2% $Q^р_р$), идущего на подогрев и испарение воды, поступающей на расшлаковку, ккал/кг,

$$\Delta Q_2^{рас} = \frac{G_{вод}}{B}\,0{,}47\,(T_{у.г} - 100) + \frac{G_{вод}}{B}\,c_{вод}\,(100 - t_{вод}) + 540\,\frac{G_{вод}}{B} \qquad (14\text{-}98)$$

или

$$\Delta Q_2^{рас} = \frac{G_{вод}}{B}\,(600 + 0{,}47T_{у.г} - t_{вод}), \qquad (14\text{-}99)$$

где $G_{вод}$; $t_{вод}$ — часовой расход и температура воды на расшлаковку, кг/ч и °С; $c_{вод}$ — теплоемкость воды, ккал/(кг·°С).

При наличии у отдельного агрегата теплофикационных экономайзеров или газовых испарителей потеря тепла Q_2 подсчитывается по температуре газов после основного воздуха подогревателя.

14-11. ПОТЕРИ ТЕПЛА ОТ ХИМИЧЕСКОЙ НЕПОЛНОТЫ СГОРАНИЯ

Рассматриваемые потери определяются в общем случае наличием в уходящих газах продуктов неполного сгорания топлива (CO, H_2, CH_4, C_nH_m), ккал/кг или ккал/м³,

$$\left.\begin{aligned} Q_3 &= V_{с.г}\,(30{,}18\,CO + 85{,}55CH_4 + 25{,}79H_2 + 141{,}1\,C_nH_m) \\ &\text{или, \%} \\ q_3 &= \frac{Q_3}{Q^р_р}\,100. \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}100)$$

При отсутствии H_2, CH_4, C_nH_m формула (14-100) принимает вид:

$$Q_3 = 56{,}6K^р z\,\frac{CO}{RO_2 + CO}. \qquad (14\text{-}101)$$

14-12. ПОТЕРИ ТЕПЛА ОТ МЕХАНИЧЕСКОЙ НЕПОЛНОТЫ СГОРАНИЯ

Эти потери тепла определяются наличием недогоревшего топлива в шлаке, провале и золе, выпадающей в бункера из газоходов и золоуловителей, а также в уносе золы, покидающей котельный агрегат через дымовую трубу. Потеря с механической неполнотой сгорания выражается формулами, ккал/кг и %,

$$\left.\begin{aligned} Q_4 &= Q_4^{шл} + Q_4^{зол} + Q_4^{ун} \\ &\text{или, \%} \\ q_4 &= q_4^{шл} + q_4^{зол} + q_4^{ун}. \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}102)$$

Потери от механического недожога могут быть подсчитаны по балансу золы топлива или путем определения отдельных составляющих потерь механической неполноты сгорания. Подсчет по балансу золы топлива проводится в случаях, когда во время испытаний производились количественный учет шлака и золы, выпавшей в воронках котельного агрегата, и отбор проб шлака, золы и уноса, но не определялось количество уноса в дымовую трубу.

Формулы для подсчетов в рассматриваемом случае следующие, ккал/кг и %,

$$\left.\begin{aligned} Q_4^{шл} &= \frac{78{,}3A^р a_{шл}}{100}\,\frac{c^г_{шл}}{100 - c^г_{шл}}; \\ q_4^{шл} &= \frac{Q_4^{шл}}{Q^р_р}\,100; \\ Q_4^{зол} &= \frac{78{,}3A^р a_{зол}}{100}\,\frac{c^г_{зол}}{100 - c^г_{зол}}; \\ q_4^{зол} &= \frac{Q_4^{зол}}{Q^р_р}\,100; \\ Q_4^{ун} &= \frac{78{,}3A^р a_{ун}}{100}\,\frac{c^г_{ун}}{100 - c^г_{ун}}; \\ q_4^{ун} &= \frac{Q_4^{ун}}{Q^р_р}\,100, \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}103)$$

где $a_{шл}$, $a_{зол}$, $a_{ун}$ — количество золы топлива в шлаке, золе из воронок газоходов и в уносе, %; $c^г_{шл}$, $c^г_{зол}$, $c^г_{ун}$ — содержание горючих в шлаке, золе и в уносе, %.

Величины $a_{шл}$, $a_{зол}$, $a_{ун}$ определяются по формулам (4-1) и (4-2). Если количество очаговых остатков не учитывается, доли золы топлива $a_{шл}$, $a_{ун}$ берутся из табл. XVII, XVIII, XIX и XX [96].

При наличии золоуловителей после воздушных подогревателей расчет ведется по содержанию горючих в уносе до золоуловителей.

При определении количества очаговых остатков (в том числе и уноса) непосредственным измерением величины, составляющие потерю тепла от механической неполноты сгорания топлива, ккал/кг, подсчитываются по формулам, ккал/кг,

$$Q_4^{шл} = \frac{G_{шл} c^{г}_{шл} 78{,}3}{B};$$

$$Q_4^{зол} = \frac{G_{зол} c^{г}_{зол} 78{,}3}{B}; \qquad (14\text{-}104)$$

$$Q_4^{ун} = \frac{G_{ун} c^{г}_{ун} 78{,}3}{B},$$

где $G_{шл}$, $G_{зол}$, $G_{ун}$ — часовые расходы шлака, золы и уноса, кг/ч.

В формулах (14-103)—(14-104) удельная теплота сгорания горючих веществ в очаговых остатках принята в среднем равной 7830 ккал/кг (на основании исследований ВТИ).

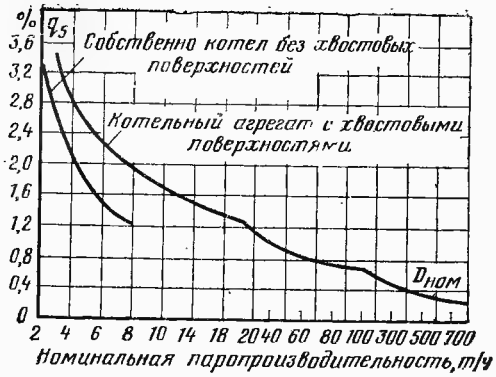


Рис. 14-2. Потери тепла в окружающую среду.

14-13. ПОТЕРИ ТЕПЛА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Потери тепла агрегатом в окружающую среду за счет естественной конвекции и излучения наружными поверхностями агрегата (обмуровкой и металлическими частями) изменяются в зависимости от тепловой нагрузки котлоагрегата. С увеличением нагрузки котельного агрегата абсолютная величина потери тепла от наружного охлаждения Q_5 возрастает. Однако указанное увеличение происходит непропорционально росту нагрузки котлоагрегата, поэтому относительная потеря Q_5 (отнесенная к 1 кг топлива) с ростом нагрузки котельного агрегата уменьшается.

Потеря тепла в окружающую среду Q_5, ккал/кг или ккал/м³, слагается из отдельных составляющих

$$Q_5 = Q_5^{т} + Q_5^{к.п} + Q_5^{пп} + Q_5^{в.э} + Q_5^{в.пд}$$

или, %,

$$q_5 = q_5^{т} + q_5^{к.п} + q_5^{пп} + q_5^{в.э} + q_5^{в.пд}, \qquad (14\text{-}105)$$

где $Q^{т}_{б}$ — потеря тепла наружной поверхностью топки, составляет примерно (0,4÷0,5) Q_5 ккал/кг; $Q_5^{к.п}$, $Q_5^{пп}$, $Q_5^{в.э}$, $Q_5^{в.пд}$ — соответственно потери тепла в зоне конвективного пучка (фестона и т. п.), пароперегревателей, водяного экономайзера и воздушного подогревателя, ккал/кг.

В практике испытаний встречается необходимость в распределении потерь тепла в окружающую среду по отдельным газоходам (например, при составлении тепловых балансов элементов котлоагрегата). В этих случаях потери q_5 распределяют пропорционально количеству тепла, воспринимаемого в соответствующих газоходах, путем введения в уравнение теплового баланса рассматриваемого элемента коэффициента сохранения тепла

$$f = 1 - \frac{q_5}{\eta^{бр}_{к.у} + q_5}. \qquad (14\text{-}106)$$

Определение потери тепла в окружающую среду путем непосредственного измерения тепловых потоков с поверхности обмуровки связано с большими трудностями ввиду крайне неравномерного распределения температур окружающего воздуха в различных частях обмуровки (из-за взаимного лучистого и конвективного теплообмена между основной поверхностью обмуровки и отдельными конструктивными элементами котлоагрегата, наличия тепловых мостов и т. д.). В связи с этим потеря тепла в окружающую среду при испытаниях котельных агрегатов непосредственно не определяется, а принимается для котлоагрегатов паропроизводительностью до 700 т/ч ориентировочно по нормативным графикам (рис. 14-2), составленным по отношению к низшей удельной теплоте сгорания топлива, а для котлоагрегатов при $D > 700$ т/ч принимается равной 0,2%. При пользовании этим графиком следует полученное значение q'_5 (при $D_{ном}$) по кривой пересчитать на располагаемое количество тепла, %, по формуле

$$q_5^{ном} = q'_5 \frac{Q^{р}_{н}}{Q^{р}_{р}}. \qquad (14\text{-}107)$$

При нагрузках, отличающихся от номинальных, значение q^{D}_5, %, пересчитывается по формуле

$$q_5^{D} = q_5^{ном} \frac{D^{ном}}{D}, \qquad (14\text{-}108)$$

где D — фактическая паропроизводительность котлоагрегата, т/ч.

14-14. ПОТЕРИ ТЕПЛА С ФИЗИЧЕСКИМ ТЕПЛОМ ОЧАГОВЫХ ОСТАТКОВ И НА ОХЛАЖДЕНИЕ ДЕТАЛЕЙ КОТЛОАГРЕГАТА И ТОПОЧНОГО УСТРОЙСТВА

Полное значение этой потери тепла, % вычисляется по формуле

$$q_6 = q_6^{оч.ост} + q_6^{ох.д}. \qquad (14\text{-}109)$$

Потери тепла, %, с физическим теплом шлака или золы при слоевом и камерном сжи-

гании для всех видов топлива независимо от типа шлакоудаления

$$q_6^{шл} = \frac{A^р a_{шл} c_{шл} t_{шл}}{Q^р_р}, \qquad (14\text{-}110)$$

где $c_{шл}$, $t_{шл}$ — теплоемкость и температура шлака.

Если непосредственный замер температуры шлака не производился, то ориентировочно можно принимать температуру шлака при сухом шлакоудалении равной 600°С, а при жидком шлакоудалении (t_3+100)°С, где t_3 — температура жидкоплавкого состояния золы.

При камерном сжигании с сухим шлакоудалением $q_6^{шл}$ учитывается только при

$$A^р \geqslant Q^р_н/100, \ \%.$$

При слоевом сжигании сланцев величина $A^р$ заменяется выражением $A^р+0{,}3(CO_2)^р_к$. При камерном сжигании сланцев поправка величины $A^р$ на содержание углекислоты карбонатов не вводится.

Если тепло, полученное воздухом или водой при охлаждении деталей котлоагрегата и топочного устройства (панелей, балок, течек дробеструйной установки и др.), в тепловой схеме энергопредприятия не используется, то оно является потерей и равно, %:

$$q_6^{ох.д} = \frac{\Sigma G^{ох.д}}{BQ^р_р}(t_2^{ох.д} - t_1^{ох.д})\,100, \qquad (14\text{-}111)$$

или по приближенной формуле для определения потерь тепла на охлаждение не включенных в циркуляционную схему котлоагрегата панелей и балок топочного устройства, %:

$$q_6^{ох.д} = \frac{100 \cdot 10^3 H_{ох.д}}{Q^{бр}_{к.у}}\,100, \qquad (14\text{-}112)$$

где $\Sigma G^{ох.д}$ — часовой расход охлаждающего агента (вода, воздух), кг/ч; $t_1^{ох.д}$; $t_2^{ох.д}$ — температуры охлаждающего агента на входе и выходе из балок (панелей, течек и др.), °С; $H_{ох.д}$ — площадь лучевоспринимающей поверхности балок и панелей, м².

Потери тепла, связанные с охлаждением деталей котлоагрегатов производительностью 320—950 т/ч, составляют примерно от 0,10 до 0,35%.

14-15. РАСХОД ТОПЛИВА И НЕКОТОРЫЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Если расход топлива в опытах не измерялся, он равен, кг/ч или м³/ч:

$$B = \frac{Q^{бр}_{к.у}}{0{,}01 Q^р_р \eta^{бр}_{к.у}} \qquad (14\text{-}113)$$

или в условном топливе, кг/ч:

$$B_{усл} = BЭ^р_{тл}. \qquad (14\text{-}114)$$

Полученные значения расхода топлива и введенного в топку тепла позволяют определить испарительность топлива, условную температуру перегретого пара и тепловые напряжения топочного объема, необходимые для анализа влияния отдельных факторов на составляющие к. п. д. котлоагрегата и другие показатели.

Видимая испарительность топлива, кг/кг,

$$И_в = D_{п.п}/B. \qquad (14\text{-}115)$$

Условная энтальпия перегретого пара:

а) при поверхностных пароохладителях, ккал/кг,

$$i^{усл}_{п.п} = i_{п.п} + \frac{D_{по}(i''_{по} - i_{по})\,a'}{D_{п.п}}, \qquad (14\text{-}116)$$

где $D_{по}$ — расход воды через поверхностный пароохладитель, кг/ч; $i''_{по}$ и $i'_{по}$ — энтальпия воды за пароохладителем и до него, ккал/кг; $i_{п.п}$ — энтальпия перегретого пара, ккал/кг; a' — коэффициент, учитывающий увеличение тепловосприятия пароперегревателя в результате роста температурного напора в нем при включении пароохладителя. Для котлоагрегатов типа ТП-230 и ПК-14 $a'=0{,}75$; для котлоагрегатов типа ТП-17 $a'=0{,}8$; для котлоагрегатов остальных типов коэффициент a' определяется опытным путем;

б) при впрыскивающих пароохладителях, ккал/кг,

$$i^{усл}_{п.п} = i_{п.п} + \frac{D_{впр}(i_{п.п} - i_{п.в})\,a'}{D_{п.п} - D_{впр}}, \qquad (14\text{-}117)$$

где $D_{впр}$ — расход воды на впрыск, кг/ч; $i_{п.в}$ — энтальпия впрыскиваемой питательной воды (конденсата), ккал/кг.

Для впрыскивающих пароохладителей и отсутствия замеров расхода конденсата (питательной воды) на впрыск расход конденсата для любой ступени будет равен, т/ч:

$$\left.\begin{aligned} d_I &= \frac{i'_{II} - i''_{II}}{i'_{II} - i_{п.в}} D_{п.п}; \\ d_{II} &= \frac{i'_I - i''_I}{i'_I - i_{п.в}}(D_{п.п} - d_I), \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}118)$$

где i'_I, i''_{II} — энтальпия пара до и за пароохладителем, ккал/кг; $D_{п.п}$ — расход перегретого пара, т/ч.

Условная энтальпия перегретого пара, ккал/кг,

$$i^{усл}_{п.п} = i_{п.п} - \frac{d}{D_{п.п}}(i_{п.п} - i_{п.в}). \qquad (14\text{-}119)$$

По $i^{ус}_{п.п}$ и параметрам пара по термодинамическим таблицам находится условная температура перегретого пара.

Тепловое напряжение топочного объема, Гкал/(м³·ч),

$$\frac{Q}{V_т}=\frac{BQ_т}{V_т}. \qquad (14\text{-}120)$$

Тепловое напряжение сечения топочной камеры, Гкал/(м²·ч)

$$\frac{Q}{F_т}=\frac{BQ_т}{F_т}, \qquad (14\text{-}121)$$

где $Q_т$ — располагаемое тепло, вводимое в топку, Гкал/кг, и определяемое из выражения

$$Q^т=Q^р_р-Q_з-Q_4-Q^т_5-Q_6; \qquad (14\text{-}122)$$

$V_т$ — объем топки, м³; $F_т$ — поперечное сечение топочной камеры, м².

Тепловое напряжение колосниковой решетки, Гкал/(м²·ч)

$$\frac{Q}{R_р}=\frac{BQ_т}{R_р}, \qquad (14\text{-}123)$$

где $R_р$ — площадь колосниковой решетки, м².

Иногда в качестве величины, характеризующей нагрузку, принимается полезно использованное тепло, ккал/ч, т. е.

$$Q_{пол}=BQ^р_н\eta^{бр}_{к.у}. \qquad (14\text{-}124)$$

14-16. КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ НЕТТО КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

Коэффициентом полезного действия котлоагрегата с учетом расхода тепла и электроэнергии на собственные нужды котла называется к. п. д. нетто котлоагрегата, он определяется по формуле

$$\eta^н_{к.у}=\frac{Q^{бр}_{к.у}-Q^{с.н}_к-Q^{эл}_к}{BQ^р_р}, \qquad (14\text{-}125)$$

где $Q^{с.н}_к$ — расход тепла на собственные нужды котлоагрегата, определяемый путем непосредственного измерения и суммирования отдельных потерь, ккал/кг; $Q^{эл}_к$ — расход тепла на электроэнергию, затраченную на собственные нужды котлоагрегата, ккал/кг.

К расходам тепла на собственные нужды при испытании одного котлоагрегата относятся: расходы тепла на обдувку и расшлаковку, на распыливание мазута (при работе с жидким топливом), потери тепла с продувкой котловой воды. Последние (в процентах выработанного тепла) составляют:

$$q_{пр}=\frac{D_{пр}i_{к.в}-Q_{п.пр}}{Q^{бр}_{к.у}}100, \qquad (14\text{-}126)$$

где $D_{пр}$ и $i_{к.в}$ — количество и энтальпия продувочной котловой воды, кг/ч и ккал/ч; $Q_{п.пр}$ — использованное на электростанции или вне ее тепло продувочной воды, ккал/кг.

При определении к. п. д. нетто одного котлоагрегата учитываются расходы электроэнергии на дымососы, дутьевые и мельничные вентиляторы, мельницы и вентиляторы горячего дутья (ВГД), а также расход электроэнергии на питатели пыли и сырого угля. В блочных установках, кроме того, учитывается расход электроэнергии на питательные насосы (как основные, так и бустерные). Расход электроэнергии на питательные насосы на неблочных станциях может быть учтен пропорционально расходу питательной воды на котлоагрегаты. Кроме того, при подсчете к. п. д. нетто может учитываться часть расходов электроэнергии на собственные нужды котельного цеха, не связанные с работой одного котлоагрегата: на нефтехозяйство, водоподготовку, отопление топливоподачи и служебных помещений котельного цеха; подогрев воды душевых устройств и пр. В к. п. д. нетто котельной в целом учитываются расходы электроэнергии на собственные нужды по формуле

$$Q^{эл}_к=\frac{860\,Э^к_{с.н}}{\eta^н_т\eta_{т.п}}, \qquad (14\text{-}127)$$

где $Э^к_{с.н}$ — расход электроэнергии котельной на собственные нужды, кВт·ч; $\eta^н_т$ — к. п. д. нетто турбинного цеха, турбоагрегатов соответствующей очереди или турбоагрегата (если блок), %; $\eta_{т.п}$ — коэффициент теплового потока, %.

Значения $\eta^н_т$; $\eta_{т.п}$ должны быть получены на электростанции, где проводятся испытания котлоагрегата.

14-17. СОСТАВЛЕНИЕ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА ПО МЕТОДИКЕ М. Б. РАВИЧА

Значительная экономия труда и времени может быть достигнута, если использовать упрощенный метод теплотехнических расчетов, предложенный М. Б. Равичем [87, 88]. Этот метод получил значительное распространение, в особенности при сжигании жидкого и газообразного топлива. Он основан не на таких сильно изменяющихся величинах, как теплота сгорания топлива и его состав, а на обобщенных характеристиках, испытывающих значительно меньшие колебания при изменении элементарного состава горючей массы топлива, а также его зольности и влажности. Такими характеристиками являются:

$t_{макс}$ — жаропроизводительность топлива, т. е. максимально возможная температура, развиваемая при полном сгорании топлива в теоретически необходимом для горения количестве воздуха, без подогрева воздуха и топлива; P — количество тепла, выделяемое при полном сгорании рабочего топлива в теоретически необходимом для полного сгорания объеме воздуха, отнесенное к 1 м³ (при нормальных физических условиях) сухих продуктов горения, ккал/м³; $\bar{B}$ — соотношение объемов влажных и сухих продуктов горения; h — изменение объема сухих продуктов горения по сравнению с теоретическим объемом по данным анализа уходящих дымовых газов, объем которых отличается от теоретического вследствие разбавления воздухом и неполноты горения; c' — отношение средней теплоемкости

не разбавленных воздухом продуктов горения в температурном интервале от 0°С до температуры уходящих газов к их теплоемкости в температурном интервале от 0°С до $t_{макс}$; K — отношение средней теплоемкости 1 м³ воздуха в температурном интервале от 0°С до температуры уходящих газов к теплоемкости 1 м³ не разбавленных воздухом продуктов горения в температурном интервале от 0°С до $t_{макс}$.

С помощью этих характеристик представляется возможным точно проводить сравнительные теплотехнические расчеты и подсчитывать потери тепла с уходящими газами и от химической неполноты горения, не прибегая во время испытаний к отбору средней пробы топлива, определению его состава и теплоты сгорания.

Некоторые теплотехнические характеристики важнейших видов топлива приведены в табл. 14-11, составленной по классификации М. Б. Равича. В основу этой классификации положена жаропроизводительность топлива, которая снижается при содержании в топливе балласта, переходящего в продукты горения.

Таблица 14-11

Некоторые теплотехнические характеристики топлива

Топливо (месторождение, марка)	$Q_н^р$, ккал/кг	$W^р$, %	$A^р$, %	$t^{**}_{макс}$, °С	P, ккал/м³	$RO_2^{макс}$, % об.	B
Топливо высокой жаропроизводительности							
Газообразное и жидкое топливо							
Коксовый газ	4000*	—	—	2120	1080	10,5	0,79
Природный газ	8500*	—	—	2040	1000	11,8	0,80
Мазут	9500	—	—	2130	970	16,5	0,88
Твердое топливо							
Полуантрацит	5950	5,5	20,8	2120—2160	—	—	—
Антрацит							
Донецкий АС	6400	6	13	2190	910	20	0,95
Донецкий АРШ	5650	8	20	2180	910	20	0,95
Каменный уголь							
Донецкий:							
длиннопламенный	4900	12	20	2080	940	19	0,89
газовый	5900	8	15	2100	930	19	0,90
паровичный жирный	6000	6	19	2150	940	19	0,91
тощий	6320	6	17	2150	930	19	0,93
промежуточный продукт	3850	7	42	2080	910	18,5	0,90
Кузнецкий:							
газовый	6400	8	10	2110	930	19	0,90
паровичный спекающийся	6800	6	12	2150	930	19	0,92
слабо спекающийся	6500	8	11	2130	930	19	0,91
Карагандинский паровичный	5930	8	26	2130	940	19	0,91
Кизеловский газовый	4970	6	30	2110	930	18,5	0,91
Воркутинский: паровичный жирный	5530	10	21	2150	930	19	0,90
Ткварчельский: паровичный	4630	6	33	2050	920	18,5	0,90
жирный	—	—	—	2120	930	19	0,90
Среднее							
Бурый уголь:							
Челябинский	3770	19	24	2000	920	19,3	0,87
Торфяные брикеты	4130	10	10	2000	930	19,5	0,86
Топливо пониженной жаропроизводительности							
Газообразное топливо							
Генераторный газ	1200*	—	—	1670	700	20	0,91
Доменный газ	950*	—	—	1500	600	24	0,97
Твердое топливо							
Бурый уголь:							
богословский	2700	28	25	1820	830	20,0	0,83
подмосковный	2300	33	27	1740	870	19,5	0,80
Торф:							
кусковой	2560	40	6	1660	865	19,5	0,77
фрезерный	2030	50	6	1500	830	19,5	0,72
Дрова	2440	40	0,6	1640	875	20,5	0,75

* ккал/м³.

** Жаропроизводительность топлива подсчитана без учета содержания в воздухе водяного пара.

Таблица 14-12

Поправочные коэффициенты к формулам для подсчета потерь тепла с уходящими газами

Температура уходящих газов, °С	Для газов с малым содержанием балласта, жидкого и твердого топлива с невысокой влажностью (антрацит, каменные угли)		Для газов с высоким содержанием балласта и твердого топлива с высокой влажностью (бурые угли, торф, дрова)	
	c'	K	c'	K
100	0,82	0,78	0,83	0,79
200	0,83	0,78	0,84	0,79
300	0,84	0,79	0,86	0,80
400	0,86	0,80	0,87	0,81
500	0,87	0,81	0,88	0,82
600	0,88	0,82	0,90	0,83
700	0,89	0,83	0,91	0,84
800	0,90	0,83	0,92	0,85
900	0,91	0,84	0,93	0,86
1000	0,92	0,85	0,94	0,87
1100	0,93	0,86	0,96	0,87
1200	0,94	0,86	0,96	0,88
1300	0,95	0,87	0,97	0,88
1400	0,96	0,88	0,98	0,89
1500	0,97	0,89	—	—

В зависимости от содержания балласта различные виды топлива разделены на две группы.

К первой группе относится топливо с малым содержанием балласта и жаропроизводительностью выше 2000°С; ко второй группе — с жаропроизводительностью ниже 2000°С. При подсчете значения $t_{макс}$, P и B берутся из табл. 14-11, значения c' и K—из табл. 14-12.

Коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания подсчитывается по формуле

$$h = \frac{RO_2^{макс}}{RO_2 + CO + CH_4}, \qquad (14\text{-}128)$$

где $RO_2^{макс}$ — максимально возможное содержание RO_2 в сухих продуктах горения, а RO_2, CO и CH_4 — в продуктах горения, % об.

Потери с физическим теплом уходящих газов подсчитываются по формуле, %

$$q_2 = \frac{t_{у.г} - t_{х.в}}{t_{макс}} [c' + (h - 1) BK] 100, \qquad (14\text{-}129)$$

где $t_{х.в}$ — температура поступающего воздуха, °С.

Формула (14-129) справедлива для условия сжигания топлива в абсолютно сухом воздухе.

При сжигании топлива в воздухе, содержащем 1% влаги по массе, как это принято в нормативном методе теплового расчета котельного агрегата, жаропроизводительность снижается примерно на 30°С. В соответствии с этим потери тепла с уходящими газами подсчитываются по формуле, %

$$q_2 = \frac{t_{у.г} - t_{х.в}}{t'_{макс}} [c' + (h - 1) BK] 100, \qquad (14\text{-}130)$$

где $t'_{макс}$ — жаропроизводительность топлива с учетом влаги воздуха, °С.

Формула (14-130) справедлива для всех видов топлива и для совместного сжигания различных видов топлива. При сжигании одного вида топлива с мало меняющимся содержанием балласта можно подставить

в формулу (14-130) значения $t_{макс}$ и B для данного вида топлива и значения c' и K для определенных температурных интервалов продуктов сгорания. Подставляя далее в формулу значения $(h-1)$ в зависимости от содержания в продуктах сгорания суммы $(RO_2+CO+CH_4)$, получаем простую формулу для подсчета потерь тепла с уходящими газами, %:

$$q_2=0{,}01Z'(t_{у.г}-t_{х.в}). \qquad (14\text{-}131)$$

Значения Z' для различных температурных интервалов продуктов сгорания в зависимости от степени разбавления их воздухом приведены в [88].

Потери тепла с уходящими газами, %, при внешнем подогреве воздуха и топлива можно подсчитать по формуле

$$q_2=\frac{t_{у.г}-t_{хв}}{t'_{макс}(1+nt\beta'+mt_т)}[c'+(h-1)BK]\,100, \qquad (14\text{-}132)$$

где n — коэффициент, определяющий отношение физического тепла воздуха, нагретого на 1°С, к низшей теплоте сгорания топлива; β' — отношение действительного объема нагретого воздуха к теоретически необходимому; m — коэффициент, определяющий отношение физического тепла топлива, нагретого на 1°С, к низшей теплоте сгорания топлива; $t_т$ — температура топлива, °С.

Значения коэффициента m при внешнем подогреве (до температуры t) для топлива различных видов следующие:

Газ природный, нефтепромысловой	$0{,}00005\,t$
Газ доменный	$0{,}00035\,t$
Газ генераторный из тощего топлива	$0{,}0003\,t$
Газ генераторный из битуминозного топлива	$0{,}0002\,t$
Жидкое топливо	$0{,}00005\,t$
Каменный уголь, антрацит	$0{,}00005\,t$
Бурый уголь с $W^р$ до 30 %	$0{,}0001\,t$
Бурый уголь с $W^р$ от 30 до 40%	$0{,}00015\,t$
Бурый уголь с $W^р$ выше 40 %	$0{,}0003\,t$
Торф с $W^р$ до 20 %	$0{,}0002\,t$
Торф с $W^р$ от 20 до 30%	$0{,}00015\,t$
Торф с $W^р$ от 30 до 40%	$0{,}0002\,t$
Торф с $W^р$ от 40 до 50%	$0{,}0003\,t$

Коэффициент n при внешнем подогреве воздуха (на $\Delta t°$) для различных видов топлива имеет следующие значения:

Газы природный, нефтепромысловый, нефтезаводский, сжиженный	$0{,}00035\,\Delta t\beta'$
Коксовый газ	$0{,}0003\,\Delta t\beta'$
Газы доменный, воздушный, смешанный, генераторный	$0{,}00025\,\Delta t\beta'$
Жидкое топливо	$0{,}00035\,\Delta t\beta'$
Каменный уголь, антрацит, кокс	$0{,}00035\,\Delta t\beta'$
Бурый уголь, торф, дрова с $W^р$ до 40%	$0{,}00035\,\Delta t\beta'$
Бурый уголь, торф, дрова с $W^р$ более 40%	$0{,}0004\,\Delta t\beta'$

Потери тепла, %, вследствие химической неполноты горения на основе обобщенных констант подсчитываются по формуле

$$q_3=\frac{(30{,}2CO+25{,}8H_2+85{,}5CH_4)h}{P}\,100. \qquad (14\text{-}133)$$

Таким образом, для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения достаточно располагать данными лишь о составе продуктов сгорания.

При сжигании природного, нефтепромыслового, нефтезаводского, сжиженного и смешанного городского газов, характеризуемых значением P около 1000 ккал/м³, формула (14-133) приобретает следующий вид:

$$q_3=(3CO+2{,}5H_2+8{,}5CH_4)h. \qquad (14\text{-}134)$$

При сжигании мазута

$$q_3=1{,}04(3CO+2{,}5H_2+8{,}5CH_4)h. \qquad (14\text{-}135)$$

При сжигании каменных углей

$$q_3=1{,}08(3CO+2{,}5H_2+8{,}5CH_4)h. \qquad (14\text{-}136)$$

При работе на антраците

$$q_3=3{,}3COh. \qquad (14\text{-}137)$$

При работе на доменном газе

$$q_3=5COh. \qquad (14\text{-}138)$$

Потери тепла, %, вследствие механической неполноты сгорания топлива подсчитывается по формуле

$$q_4=\frac{Q_4 100}{B_т Q^р_н}, \qquad (14\text{-}139)$$

где Q_4 — тепло, обусловленное механической неполнотой сгорания, ккал/кг; подсчитывается в соответствии с рекомендациями, изложенными в [88].

Потери тепла, %, от механической неполноты сгорания, обусловленные уносом с золой несгоревшего топлива, можно также определить на основании обобщенных констант по формуле

$$q_4^{ун}=\frac{Q_{ун}h}{P}\,100, \qquad (14\text{-}140)$$

где $Q_{ун}$ — теплота сгорания уноса, ккал/м³, сухих продуктов сгорания.

По формуле (14-140) можно подсчитать также потери тепла при сжигании жидкого топлива, обусловленные наличием сажи в продуктах сгорания.

14-18. ПРИВЕДЕНИЕ ДАННЫХ ИСПЫТАНИЙ К НОМИНАЛЬНЫМ (ПРОЕКТНЫМ) УСЛОВИЯМ

Сопоставление результатов испытаний с расчетными значениями, полученными при проектировании оборудования (или какими-либо иными сравнительными данными), является следующим этапом обработки материалов. Выводы, которые делаются на основании сравнения опытных значений величин с номинальными или гарантийными, могут быть связаны с санкциями к поставщику оборудования в соответствии с договором или с практической оценкой какого-либо мероприятия (например, реконструкцией агрегата или его узлов).

При сопоставлении должны выдерживаться равенства исходных параметров — расчетных и экспериментальных ($t_{х.в}$, $t''_{кал.в}$, $t_{п.в}$, α) с определенной допустимой при проведении испытаний степенью отклонения. Сравнению подлежит в каждом опыте значение потери тепла с уходящими газами q_2, так как только на ней сказывается изменение в известных пределах исходных входных значений величин.

Значения потерь тепла с уходящими газами, %, приводятся к расчетным значениям исходных параметров по формуле

$$q_2^{пр}=q_2\pm\Delta q_2^{х.в}\pm\Delta q_2^{кал.в}\pm\Sigma K_m\Delta m_i, \qquad (14\text{-}141)$$

где $\Delta q_2^{х.в}$ — поправка к q_2 на отклонение температуры холодного воздуха, %,

$$\Delta q_2^{х.в} = q_2 \frac{t_{х.в}^{рас} - t_{х.в}^{эп}}{T_{у.г} - t_{х.в}^{оп}}; \qquad (14\text{-}142)$$

$t_{х.в}^{оп}$, $t_{х.в}^{рас}$ — температура холодного воздуха в условиях опыта и принятая при проектировании оборудования, °С; $T_{у.г}$ — температура уходящих газов, °С; $\Delta q_2^{кал.в}$ — изменение значения потери тепла с уходящими газами при подогреве воздуха в калорифере на $\Delta t_{кал}$, %,

$$\Delta q_2^{кал.в} = K_{кал.}(t''_{кал.р} - t''_{кал.оп}), \qquad (14\text{-}143)$$

$t''_{кал.р}$, $t''_{кал.оп}$ — температура нагретого в калорифере воздуха, принятая при проектировании оборудования и полученная в условиях испытаний, °С; $K_{кал}$ — поправочный коэффициент на изменение потери тепла с уходящими газами от изменения температуры воздуха в калорифере,

$$K_{кал} = \Delta q_2^{кал.в} / \Delta t_{кал}; \qquad (14\text{-}144)$$

$\Delta t_{кал}$ — величина подогрева воздуха в калорифере, °С; K_m — поправочный коэффициент на изменение потери тепла с уходящими газами от изменения одного из исходных параметров ($t_{п.в}$, α),

$$K_m = \Delta q^{т}_2 / \Delta m, \qquad (14\text{-}145)$$

$\Delta q^{т}_2$ — изменение потерь тепла с уходящими газами при изменении исходной величины на Δm, %; Δm — величина изменения исходного параметра от номинального или расчетного значения.

14-19. ОСОБЕННОСТИ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ПРИ ОТБОРЕ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ НА СУШКУ ТОПЛИВА В СИСТЕМЕ ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЯ

Сушка топлива дымовыми газами или смесью дымовых газов и воздуха при индивидуальной системе пылеприготовления может осуществляться:

по замкнутому циклу, когда сушильный агент сбрасывается через горелки в топку котлоагрегата;

по разомкнутому циклу, когда сушильный агент выбрасывается из системы пылеприготовления в атмосферу (через электрофильтры или через батарейные циклоны).

У отбираемых из котлоагрегата для сушки топлива газов теряется часть тепла вследствие теплоотдачи пылеприготовительной системы в окружающую среду и с выбрасываемыми в атмосферу отработавшими газами. Потеря тепла в окружающую среду в системе пылеприготовления почти полностью компенсируется теплом, выделяющимся в результате работы мелющих органов (бил ММ или шаров ШБМ и т. д.), поэтому при составлении теплового баланса следует учитывать лишь потерю тепла с отработавшим в пылеприготовительной системе сушильным агентом.

Характеристика процесса сушки топлива в мельничной системе. Между низшей теплотой сгорания сырого топлива и низшей теплотой сгорания пыли существует соотношение, ккал/кг,

$$(Q^р_н)_п = (Q^р_н)_{тл} \frac{100 - W^р_п}{100 - W^р_{тл}} + 600 \frac{W^р_{тл} - W^р_п}{100 - W^р_{тл}}, \qquad (14\text{-}146)$$

где $(Q^р_н)_{тл}$, $(Q^р_н)_п$ — соответственно низшая удельная теплота сгорания сырого топлива и готовой пыли, ккал/кг; $W^р_{тл}$, $W^р_п$ — влага рабочая сырого топлива и готовой пыли, %.

Расходы готовой пыли и сырого топлива связаны соотношением, кг/кг,

$$b = \frac{B_п}{B_{тл}} = \frac{100 - W^р_{тл} - A^р_{тл}}{100 - W^р_п - A^р_п}, \qquad (14\text{-}147)$$

где $A^р_{тл}$, $A^р_п$ — соответственно зола рабочая сырого топлива и готовой пыли, %.

Количество испаренной влаги на 1 кг сырого топлива, кг/кг,

$$\Delta W = W^р_{тл} - bW^р_п. \qquad (14\text{-}148)$$

Степень озоления готовой пыли в мельнице

$$Q = \frac{A^с_п}{A^с_{тл}}, \qquad (14\text{-}149)$$

где $A^с_{тл}$, $A^с_п$ — соответственно зола на сухую массу сырого топлива и готовой пыли, %.

Масса озоления готовой пыли на 1 кг сырого топлива, кг/кг,

$$\Delta A_{зол} = A^р_п b - A^р_{тл}. \qquad (14\text{-}150)$$

Тепловой баланс сушки топлива на 1 кг пыли.

1. Приходная часть теплового баланса:

а) тепло сушильного агента, вносимое в мельницы, ккал/кг,

$$Q_{с.а} = I'_м = \Sigma V_г c_г T'_м, \qquad (14\text{-}151)$$

где $I'_м$ — энтальпия дымовых газов, поступающих в мельницы, ккал/кг; $T'_м$ — температура газов перед мельницами, °С;

б) физическое тепло, вносимое присосами воздуха на участке мельницы — дымососы, ккал/кг,

$$Q_{прс} = V_0(\alpha'_д - \alpha'_м) c_в t_{х.в}, \qquad (14\text{-}152)$$

где $\alpha'_м$, $\alpha'_д$ — соответственно коэффициенты избытка воздуха перед мельницами и дымососами; $c_в$, $t_{х.в}$ — теплоемкость и температура холодного воздуха, ккал/(кг·°С) и °С;

в) физическое тепло золы в газах, поступающих в мельницы, ккал/кг,

$$Q_{зол} = A^р_п (1 - \eta_{зу} - 0{,}08) c_{зол} t_{зол}, \qquad (14\text{-}153)$$

где $c_{зол}$ — теплоемкость золы, ккал/(кг·°С); $t_{зол}$ — температура золы, принимается равной средней температуре газов перед мельницами, °С; $\eta_{зу}$ — коэффициент эффективности золоулавливания, %.

Коэффициент эффективности золоулавливания, %, в большинстве случаев непосредственно не измеряется и ориентировочно может быть определен по формуле

$$\eta_{зу} = \frac{A^р_{тл}}{A^р_п b} 100; \qquad (14\text{-}154)$$

г) физическое тепло, внесенное топливом в мельницы, ккал/кг,

$$Q_{тл} = c_{тл} t_{тл}. \qquad (14\text{-}155)$$

2. Расходная часть теплового баланса сушки:

а) тепло, затраченное на испарение влаги топлива, ккал/кг,

$$Q_{исп.тл} = \Delta W \cdot 600 b_1, \qquad (14\text{-}156)$$

где b_1 — расход сырого топлива на 1 кг сжигаемой пыли, кг/кг,

$$b_1 = \frac{1}{b} = \frac{B_{тл}}{B_м}; \qquad (14\text{-}157)$$

б) потери тепла с уходящими водяными парами, ккал/кг,

$$Q_{в.п} = \Delta W_{b1} c_{в.п} T'_д; \qquad (14\text{-}158)$$

в) потеря тепла на нагревание готовой пыли, ккал/кг,

$$Q_п = \left[\frac{100 - W^р_{тл}}{100} c^с_{тл} + \frac{W^р_п}{100} c_{в.п.в} + \Delta A_{зол} c_{зол}\right](T'_д - t_{тл}) b_1; \qquad (14\text{-}159)$$

г) потеря тепла с уходящим сушильным агентом, ккал/кг,

$$Q^{ух}_{с.а} = \frac{Q_{с.а} T'_д c'_г}{T'_м c'_м} + Q_{прс} \frac{T'_д}{t_{х.в}} + \frac{Q_{зол} T'_д c'_г}{T'_м c'_м}. \qquad (14\text{-}160)$$

Количество сырого топлива, кг/кг, подаваемого в мельницы (на 1 кг сжигаемой пыли), находится по балансу сушки из выражения

$$b_1 = \frac{Q_{с.а} + Q_{прс} + Q_{зол} + Q_{тп} - Q^{ух}_{с.а}}{Q_{исп.тл} + Q_{в.п} + Q_п}. \qquad (14\text{-}161)$$

Влагосодержание отработавшего сушильного агента (за мельницей), кг/кг,

$$d_2 = d_1 + \Delta W \mu + \Delta\alpha_{прс} d_в, \qquad (14\text{-}162)$$

где μ — концентрация топлива в сухом сушильном агенте, кг/кг; $\Delta\alpha_{прс}$ — присосы воздуха в системе пылеприготовления; $d_в$ — влагосодержание воздуха, кг/кг; d_1 — начальное влагосодержание сушильного агента, кг/кг, определяемое из выражения

$$d_1 = 0{,}01 \frac{(9H^р + W^р) + \alpha'_м L_0 d_в}{1 + \alpha'_м L_0 \frac{9H^р + W^р + A^р}{100}}, \qquad (14\text{-}163)$$

здесь $\alpha'_м$ — избыток воздуха в газах перед мельницей.

Относительная влажность сушильного агента в конце сушки (за мельницей), %,

$$\varphi = \frac{d_2}{d_н} 100, \qquad (14\text{-}164)$$

где $d_н$ — предельное влагосодержание, кг/кг, определяемое по уравнению

$$d_н = \frac{0{,}804}{\rho^0_{с.а}} \frac{p_н}{p''_м - p_н}, \qquad (14\text{-}165)$$

здесь $\rho^0_{с.а}$ — плотность сухого сушильного агента (дымовых газов или их смеси с воздухом), кг/м³,

$$\rho^0_{с.а} = 0{,}01\,(1{,}97\,RO_2 + 1{,}429O_2 + 1{,}251N_2); \qquad (14\text{-}166)$$

$p_н$ — давление водяного пара при $\varphi = 100\%$ и температуре за мельницей, мм рт. ст.; $p''_м$ — абсолютное давление за мельницей, мм рт. ст.

Температура насыщения водяных паров за мельницей (или за пылеуловителями) может быть определена по графику (рис. 14-3) или по табличным данным.

Замкнутый цикл. Отработавшие в системе пылеприготовления газы или смесь газа с воздухом возвращаются (сбрасываются) обратно в топку котлоагрегата. В этом случае потеря с уходящими газами подсчитывается как

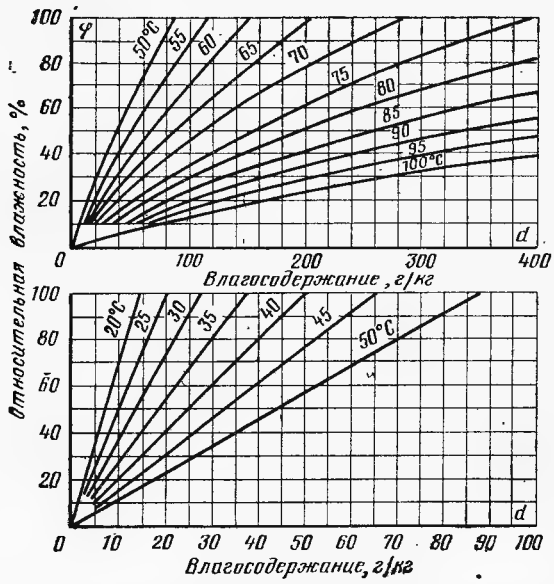


Рис. 14-3. Относительная влажность воздуха в зависимости от влагосодержания и температуры при барометрическом давлении 745 мм рт. ст.

обычно, так как все газы удаляются только через дымовую трубу. При обработке данных газового анализа приходится учитывать рециркуляцию газов в газоходах котлоагрегата. Пусть из какого-либо газохода котлоагрегата отбирается $V_г^{от}$, м³, газа на 1 кг сырого топлива. Тогда количество газов, м³/кг, от топки до места отбора

$$V'_г = V_г + V_г^{от} - V_в, \qquad (14\text{-}167)$$

где $V_г$ — количество влажных газов в месте отбора, образующееся от сгорания 1 кг топлива, м³/ кг; $V_в$ — содержание воздуха в отбираемом газе, соответствующее коэффициенту избытка воздуха α, при котором происходит отбор газа, м³/кг,

$$V_в = \frac{V_0(1-0{,}01q_4)(\alpha-1)}{V'_г} V_г^{от}, \qquad (14\text{-}168)$$

откуда

$$V_в = \frac{V_г + V_г^{от}}{2} - \sqrt{\left(\frac{(V_г + V_г^{от})}{2}\right)^2 - V_0(1-0{,}01q_4)(\alpha-1)V_г^{от}}. \qquad (14\text{-}169)$$

Количество влаги в отбираемом газе, м³/кг,

$$V_{в.п}^{от} = V_г^{от} \frac{V_{в.п} + V_{в.п}^{от}}{V'_г}, \qquad (14\text{-}170)$$

$$V_{в.п}^{от} = \frac{V_{в.п} V_в^{от}}{V_г - V_в}, \qquad (14\text{-}171)$$

где $V_{в.п}$ — объем водяных паров в дымовых газах, образовавшихся при сгорании топлива, м³/кг.

Объем водяного пара в газах, м³/кг,

$$V'_{в.п} = V_{в.п} + V_{в.п}^{от}. \qquad (14\text{-}172)$$

Объем сухих газов, м³/кг,

$$V'_{с.г} = V'_г - V'_{в.п} = V_г + V_г^{от} - V_в - V_{в.п} - V_{в.п}^{от}. \qquad (14\text{-}173)$$

Содержание RO'_2 в сухих газах, %, идущих в мельницу на сушку топлива,

$$RO'_2 = RO_2 \frac{V_{с.г}}{V_{с.г} - V_в}, \qquad (14\text{-}174)$$

где $V_{с.г}$ — объем сухих газов, получающихся при сжигании 1 кг сырого топлива (без учета рециркуляции); RO_2 — содержание углекислоты в объеме газов $V_{с.г}$, соответствующее сгоранию с данным коэффициентом избытка воздуха.

При анализе газов газоанализатор определяет RO'_2, затем для нахождения коэффициента избытка воздуха следует перейти к определению RO_2, пользуясь формулой (14-174); предварительно находим:

$$V_{с.г} - V_в = \frac{1{,}865\,(C^р + 0{,}375 S^р_{орг+к})}{RO'_2 + CO'}. \qquad (14\text{-}175)$$

В качестве примера рассмотрим работу котельного агрегата с камерной топкой, сжигающего челябинский бурый уголь с подсушкой его в системе пылеприготовления от $W^р_{т.л}=22\%$ до $W^р_п=10\%$.

Элементарный состав и техническая характеристика сырого топлива на рабочую массу:

$$C^р = 40{,}7\ \%; \quad S^р_{орг+к} = 0{,}7\ \%;$$
$$H^р = 2{,}8\ \%; \quad A^р_{т.л} = 22\ \%;$$
$$N^р = 1{,}1\ \%; \quad A^р_п = 26{,}6\ \%;$$
$$O^р = 10{,}7\ \%; \quad (Q^р_н)_{т.л} = 3600 \text{ ккал/кг}.$$

Удельная теплота сгорания пыли $(Q^р_н)_п = 4240$ ккал/кг.

Измеренный расход сырого топлива $B_{т.л}=32{,}8$ т/ч.

Расход готовой пыли определится по формуле (14-147):

$$b = \frac{100-22-22}{100-10-26{,}6} = \frac{56}{63{,}6} = 0{,}88;$$

$$B_п = 32{,}8 \cdot 0{,}88 \approx 28{,}8 \text{ т/ч}.$$

В случае замкнутого цикла и отбора газов при коэффициенте избытка воздуха $\alpha=1{,}25$ ему соответствует объем влажных газов, м³/кг, получающихся при сгорании 1 кг сырого топлива,

$$V_г = 5{,}5.$$

Для определения по формуле (14-167) объема газов до места отбора необходимо предварительно определить по формуле (14-168) содержание воздуха в отбираемом газе. Если на 1 кг сырого топлива количество отбираемых газов составляет $V_г^{от}=0{,}26$ м³/кг и $V_0=4{,}0$ м³/кг, а $q_4=4\%$, то получаем, м³/кг,

$$V_в = \frac{5{,}5+0{,}26}{2} - \sqrt{\left(\frac{5{,}5+0{,}26}{2}\right)^2 - (1{,}25-1)(1-0{,}01\cdot 4) \times 0{,}26\cdot 4} = 0{,}05.$$

Следовательно, по формуле (14-167) количество газов, м³/кг, от топки до места отбора

$$V'_г = 5{,}5 + 0{,}26 - 0{,}05 = 5{,}71.$$

Объем водяного пара, м³/кг, получающийся при сжигании 1 кг сырого топлива,

$$V_{в.п} = 0{,}6.$$

Тогда по формуле (14-171) количество влаги в отбираемом газе, м³/кг,

$$V_{в.п}^{от} = \frac{0{,}6\cdot 0{,}26}{5{,}5-0{,}05} = 0{,}03.$$

Следовательно, полный объем водяного пара в газах, м³/кг, до отбора по формуле (14-172)

$$V'_{в.п} = 0{,}6 + 0{,}03 = 0{,}63.$$

Объем сухих газов, м³/кг, по формуле (14-173)

$$V'_{с.г} = 5{,}71 - 0{,}63 = 5{,}08.$$

Пусть анализ до места отбора дал значения: $RO'_2=15{,}8\%$, $CO'=0{,}0\%$ и $CH'_4=0{,}0\%$. Тогда по формуле (14-175)

$$V_{с.г} - V_в = 1{,}865\,\frac{(40{,}7+0{,}375\cdot 0{,}7)}{15{,}8} = 4{,}85.$$

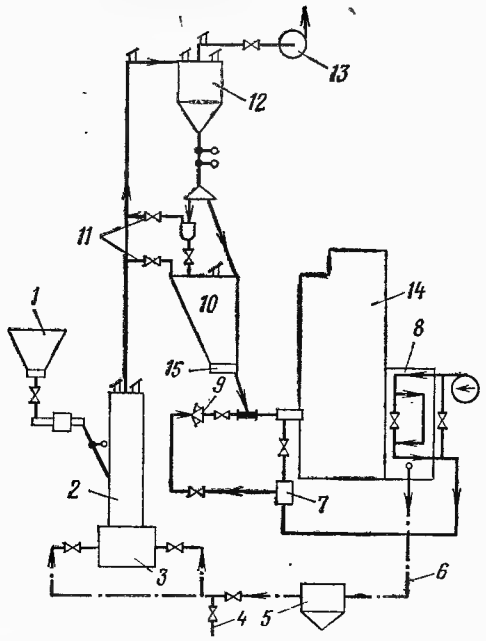


Рис. 14-4. Индивидуальная разомкнутая схема пылеприготовления.

1 — бункер сырого топлива; *2* — сепаратор; *3* — мельница; *4* — клапан присадки холодного воздуха; *5* — золоуловитель; *6* — газоход котла; *7* — короб вторичного воздуха; *8* — воздухоподогреватель; *9* — короб первичного воздуха; *10* — пылевой бункер; *11* — влагоотсос; *12* — пылеотделитель; *13* — дымосос; *14* — котел; *15* — пылепитатель.

Следовательно, при $V_{с.г}=5{,}5-0{,}6=4{,}9$ м³/кг по формуле (14-174)

$$15{,}8 = RO_2\frac{4{,}9}{4{,}85} = 1{,}01RO_2,$$

откуда истинное значение RO_2 будет составлять, %,

$$RO_2 = \frac{15{,}8}{1{,}01} = 15{,}6.$$

Соответственно этому значению RO_2 и определяется коэффициент избытка воздуха по общеизвестной зависимости.

Разомкнутый цикл. В современных установках с разомкнутой схемой сушки топлива в процессе размола (схема ЦКТИ) для сушки используются все дымовые газы (рис. 14-4). Схемы с частичным отбором дымовых газов на сушку топлива в разомкнутой системе пылеприготовления характерны для котельных установок малой и средней паропроизводительности.

По пути к мельницам дымовые газы поступают для очистки в золоуловители. Температура уходящих дымовых газов, поступающих к мельницам, регулируется в зависимости от влажности топлива и паропроизводительности котлоагрегата путем изменения количества воздуха, подаваемого через воздухоподогреватель. Наиболее низкая температура газов перед мельницами обеспечивается при подаче всего воздуха через воздухоподогреватель, а максимальная — при подаче всего воздуха мимо воздухоподогревателя.

Тепловой баланс котельной установки с разомкнутой схемой пылеприготовления при частичном отборе дымовых газов на сушку. Если количество газов, отбираемое из газохода котлоагрегата на 1 кг сухого топлива, обозначить через $V^{от}_г$, м³/кг, то доля газов, остающаяся после их отбора, будет:

$$1-\xi = \frac{V_г - V^{от}_г}{V_г}, \qquad (14\text{-}176)$$

где $V_г$ — объем газов до отбора, м/кг; ξ — доля отбираемых газов (обычно 5—25%).

При подсчете количества уходящих газов следует из подсчитанного по анализу газов количества $V_{у.г}$, м³/кг, вычесть отобранное количество газов, м³/кг,

$$V'_{у.г} = V_{у.г} - (V^{от}_г)' \qquad (14\text{-}177)$$

и по этому количеству определить потерю тепла с уходящими газами. К этой потере следует прибавить потерю тепла, м³/кг, с газами, выбрасываемыми из системы пылеприготовления через фильтры:

$$V_ф = (V^{от}_г)' + V^{от}_в + V^{прс}_в, \qquad (14\text{-}178)$$

где $V^{от}_т$ — количество воздуха, отобранное за воздухоподогревателем, м³ на 1 кг сухого топлива; $V^{прс}_в$ — присос воздуха в системе пылеприготовления, м³ на 1 кг сухого топлива.

Тогда потеря тепла, %, с газами, сбрасываемыми из системы пылеприготовления,

$$q_2^{ух.п} = \frac{V_ф c_г B_п (T'_д - t_{воз})}{(Q^р_н)_{тл} B_{тл}} 100; \qquad (14\text{-}179)$$

здесь $c_г$ — теплоемкость выбрасываемых газов; $T'_д$ — их температура, °С; $t_{воз}$ — температура окружающего воздуха, °С.

Полная потеря тепла с уходящими газами, %,

$$q'_2 = q_2 + q_2^{ух.п}. \qquad (14\text{-}180)$$

В остальном составление теплового баланса и обработка результатов газового анализа не отличаются от обычных.

Если в рассмотренном примере работа осуществляется по разомкнутому циклу, полное количество уходящих газов, подсчитанное по газовому анализу, $V_{у.г}=6{,}75$ м³/кг и количество отбираемых газов $V^{от}_г=0{,}3$ нм³/кг, то количество уходящих газов, м³/кг, по формуле (14-178)

$$V'_{у.г}=6{,}75-0{,}30=6{,}45.$$

Если температура уходящих газов $T_{у.г}=180$°С, теплоемкость их $c_г=0{,}35$ ккал/(м³·°С), то, %,

$$q_2 = \frac{V_{у.г} c_г (T_{у.г} - t_{воз}) B_п}{(Q^р_н)_{тл} B_{тл}} 100 = \frac{6{,}45\cdot 0{,}35\,(180-30)\,28800}{3600\cdot 32800} \approx 8{,}1.$$

Если отбор горячего воздуха составляет $V^{от}_в = 0{,}7$ м³/кг, а присос в системе пылеприготовления $V^{прс}_в = 0{,}3$ м³/кг, то количество газов, выбрасываемое из системы пылеприготовления, м³/кг,

$$V_ф=0{,}3+0{,}7+0{,}3=1{,}3.$$

Потеря тепла, %, с уходящими газами из системы пылеприготовления при температуре этих газов $T'_д=70$°С определяется по формуле (14-179):

$$q_2^{у.г} = \frac{1{,}3\cdot 0{,}32\,(70-30)\,28\,800}{3600\cdot 32\,800} 100 \approx 0{,}4.$$

Следовательно, полная потеря с уходящими газами, %,

$$q'_2=8{,}1+0{,}4=8{,}5.$$

В связи с тем что разомкнутая схема пылеприготовления (ЦКТИ) при использовании на сушку всех дымовых газов котлоагрегата не получила широкого распространения, материалы по методике подсчета теплового баланса по ней здесь не приводятся и в случае необходимости могут быть привлечены материалы работы [102].

14-20. ПОГРЕШНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ К. П. Д. КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

Погрешность косвенного определения к. п. д. котельного агрегата (обратного теплового баланса). При методе обратного теплового баланса определяются только относительные потери тепла, %,

$$\Sigma q_{пот} = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 \qquad (14\text{-}181)$$

и к. п. д. находится по (14-92а).

В этом случае вероятная абсолютная погрешность при подсчете к. п. д. равна вероятной абсолютной погрешности определения суммы потерь тепла, %, т. е.

$$\Delta\Sigma q_{пот} = \Delta\eta_{к.у} = \Sigma q_{пот}\sigma_{\Sigma q_{пот}}, \qquad (14\text{-}182)$$

где $\sigma_{\Sigma q_{пот}}$ — вероятная относительная погрешность суммы потерь тепла, рассчитываемая по формуле

$$\sigma_{\Sigma q_{пот}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta q_2}{q_2}\frac{q_2}{\Sigma q}\right)^2 + \left(\frac{\Delta q_3}{q_3}\frac{q_3}{\Sigma q}\right)^2 + \left(\frac{\Delta q_4}{q_4}\frac{q_4}{\Sigma q}\right)^2 + \left(\frac{\Delta q_5}{q_5}\frac{q_5}{\Sigma q}\right) + \left(\frac{\Delta q_6}{q_6}\frac{q_6}{\Sigma q}\right)^2}. \qquad (14\text{-}183)$$

Точность определения потери тепла с уходящими газами зависит от погрешностей отдельных составляющих, входящих в формулу (14-94), т. е. объема и температуры уходящих газов и холодного воздуха, поступающего в котлоагрегат; от погрешности определения теплоты сгорания топлива и потерь тепла на расшлаковку. Погрешность определения объема уходящих газов включает в себя погрешности газового анализа и определения технического и элементарного состава топлива (табл. 14-5). Значения суммарной относительной погрешности газового анализа при определении процентного содержания компонентов газовой смеси приведены в гл. 9.

Вероятная относительная погрешность определения объема сухих продуктов сгорания $\sigma_{V_{с.г}}$ составляет 2,5—5,0%, а объема водяных паров $\sigma_{V_{в.п}}$—2,7—3,2%;

$$\Delta V_{с.г} = \sqrt{\left(\frac{1}{0{,}54\cdot RO'_2}\right)^2 \Delta C^2 + \left(\frac{K^р}{0{,}54\cdot RO'_2}\right)^2 \Delta RO^2_2}, \qquad (14\text{-}184)$$

или, %,

$$\sigma_{V_{с.г}} = \frac{\Delta V_{с.г}}{V_{с.г}}; \qquad (14\text{-}185)$$

$$\Delta V_{в.п} = 1{,}242\sqrt{81(\Delta H^р)^2 + (\Delta W^р)^2}; \qquad (14\text{-}186)$$

$$\sigma_{V_{в.п}} = \frac{\Delta V_{в.п}}{V_{в.п}}100. \qquad (14\text{-}187)$$

Относительная погрешность определения температуры уходящих газов $\sigma_{T_{у.г}}$, как видно из формулы (6-38), оценивается в пределах ±(2,5—5)%, а относительная погрешность определения удельной теплоты сгорания и отбора средней пробы топлива обычно не превышает ±2% для твердого топлива и ±(0,5—0,7)% для жидкого топлива. Вероятные относительные погрешности определения объема водяных паров и потерь тепла на расшлаковку можно не учитывать ввиду их малых значений. Тогда среднеквадратичную относительную погрешность определения значения потери тепла с уходящими газами, %, можно рассчитать по формуле

$$\sigma_{q_2} = \sqrt{(\sigma_{V_{с.г}})^2 + (\sigma_{T_{у.г}})^2 + (\sigma_{Q^р_н})^2}. \qquad (14\text{-}188)$$

В большинстве случаев испытаний котельных установок σ_{q_2} колеблется в пределах от 4,5 до 8%. Меньшие значения относятся к жидким и влажным твердым топлив ам.

Предельное значение погрешности определения потерь с химической неполнотой сгорания оценивается в зависимости от применяемых газоанализаторов значением ±(12÷15)% и может быть найдено по формуле, %,

$$\sigma_{q_3} = \sqrt{\frac{\left(\frac{M}{Q^р_с}\Delta V_{с.г}\right)^2 + \left(\frac{MV_{с.г}}{Q^р_р}\Delta Q^р_р\right)^2 + \left(\frac{V_{сг}}{Q^р_р}\right)^2 [3045^2(\Delta CO)^2 + 8630^2(\Delta CH_4)^2 + 2570^2(\Delta H_2)^2]}{q_3}}, \qquad (14\text{-}189)$$

где $M = 3045\ CO + 8630\ CH_4 + 2570\ H_2 + 14\,480\ C_nH_m$.

Точность определения потерь тепла от механической неполноты сгорания зависит от погрешностей определения составляющих золового баланса, отбора средних проб шлака, золы, уноса и топлива, а также погрешностей их химического анализа. При оценке погрешностей определения потерь с механической неполнотой сгорания следует учитывать, что механическую неполноту сгорания топлива можно определить по данным непосредственного взвешивания шлака и золы, выпадающих в топке и газоходах, и определения концентрации уноса в дымовых газах, с одной стороны, или путем использования обобщенных данных по составляющим золового баланса для однотипных котлоагрегатов. Относительная погрешность непосредственного определения составляющих золового баланса по результатам ряда испытаний ОРГРЭС и других организаций находится в пределах ±(8—15)%, чему соответствует относительная погрешность определения потерь тепла с механической неполнотой сгорания ±(20—25)%. Как известно, потеря тепла котлоагрегата (в окружающую среду) определяется по нормативным материалам (рис. 14-2). Численное значение потери тепла в окружающую среду зависит от эксплуатационного состояния внешнего ограждения котельного агрегата (обмуровки и теплоизлучающих поверхностей) и относительная погрешность определения этой потери достигает σ_{q5} = ±(12÷45)%.

Погрешность определения потери тепла с физическим теплом шлака, как видно из формулы (14-111), зависит от представительности отбора средних проб шлака и топлива, а также точности анализов по определению удельной теплоты сгорания топлива, золы топлива и содержания горючих в шлаке.

Представительность отбора средней пробы шлака в сумме с определением содержания горючих может быть с достоверностью оценена относительной погрешностью ±(2—5)%. Тогда вероятная ошибка определения потери тепла с физическим теплом шлака составит ±(3,5—7)%.

Таблица 14-13

Средние показатели экономичности группы крупных котлоагрегатов при сжигании антрацитового штыба

Наименование потерь тепла, %	Значение потери	Коэффициент долевого участия потерь	Относительная погрешность, %
С уходящими газами	6,0	0,565	±(7—10)
От химической неполноты сгорания	0	0	0
От механической неполноты сгорания	3,5	0,33	±(20—25)
В окружающую среду	0,6	0,056	±(12—45)
С физическим теплом шлака	0,5	0,047	±(3,5—7)
Сумма потерь	10,6	1,0	±(7,4—10)

В общем случае при сжигании АШ на ряде крупных котлоагрегатов средние значения к. п. д. брутто составляют около 89,4% (табл. 14-13). Относительная средняя ошибка определения суммы потерь тепла методом обратного баланса, подсчитанная по формуле (14-92) для данных, указанных в табл. 14-13, составляет 8,7%=0,5(7,4+10), т. е. абсолютная ошибка определения к. п. д. брутто методом обратного баланса равна:

$$\Delta\Sigma q_{\text{пот}} = \Delta\eta^{\text{бр}}_{\text{обр}} = \sigma_{\Sigma q_{\text{пот}}} \Sigma q_{\text{пот}} \approx 0{,}087 \Sigma q_{\text{пот}}.$$

Погрешности прямого определения к. п. д. К. п. д. (брутто) по прямому балансу определяется по формуле (14-91а). Ввиду того что количество насыщенного пара, отбираемого из котлоагрегата, составляет относительно небольшую величину от общей паропроизводительности котлоагрегата (до 3%), тепло, затраченное в котлоагрегате на подогрев продувочной воды, является весьма малым по значению и обычно не превышает 0,5—1% общего полезно израсходованного тепла, формула (14-91а) значительно упрощается и уравнение прямого баланса будет рассматриваться, исходя из равенства, %

$$\eta_{\text{к.у}} = \frac{D_{\text{п.п}}(i_{\text{п.п}} - i_{\text{п.в}}) + D_{\text{вт.п}}(i''_{\text{вт.п}} - i'_{\text{вт.п}})}{BQ^{\text{р}}_{\text{р}}} 100. \qquad (14\text{-}190)$$

Вероятная абсолютная погрешность при определении к. п. д. котельной установки по прямому балансу, %,

$$\Delta\eta_{\text{к.у}} = \eta_{\text{к.у}} \sigma_{\eta^{\text{бр}}_{\text{к.у}}}, \qquad (14\text{-}191)$$

где $\sigma_{\eta^{\text{бр}}_{\text{к.у}}}$ — вероятная относительная погрешность в определении к. п. д., рассчитываемая по формуле

$$\sigma_{\eta^{\text{бр}}_{\text{к.у}}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta D_{\text{п.п}}}{D_{\text{п.п}}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta D_{\text{н.п}}}{D_{\text{н.п}}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta D_{\text{пр}}}{D_{\text{пр}}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta D_{\text{вт.п}}}{D_{\text{вт.п}}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta B}{B}\right)^2 + \left[\frac{\Delta(i_{\text{п.п}} - i_{\text{п.в}})}{i_{\text{п.п}} - i_{\text{п.в}}}\right]^2 + \left[\frac{\Delta(i_{\text{н.п}} - i_{\text{п.в}})}{i_{\text{н.п}} - i_{\text{п.в}}}\right] + \left[\frac{\Delta(i_{\text{к.в}} - i_{\text{п.в}})}{i_{\text{к.в}} - i_{\text{п.в}}}\right]^2 + \left[\frac{\Delta(i''_{\text{вт.п}} - i'_{\text{вт.п}})}{i''_{\text{вт.п}} - i'_{\text{вт.п}}}\right]^2 + \left(\frac{\Delta Q^{\text{р}}_{\text{р}}}{Q^{\text{р}}_{\text{р}}}\right)^2}, \qquad (14\text{-}192)$$

или

$$\sigma_{\eta^{\text{бр}}_{\text{к.у}}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta D_{\text{п.п}}}{D_{\text{п.п}}}\right)^2 + \left[\frac{\Delta(i_{\text{п.п}} - i_{\text{п.в}})}{i_{\text{п.п}} - i_{\text{п.в}}}\right]^2 + \left(\frac{\Delta D_{\text{вт.п}}}{D_{\text{вт.п}}}\right)^2 + \left[\frac{\Delta(i''_{\text{вт.п}} - i'_{\text{вт.п}})}{i''_{\text{вт.п}} - i'_{\text{вт.п}}}\right]^2 + \left(\frac{\Delta B}{B}\right)^2 + \left(\frac{\Delta Q^{\text{р}}_{\text{р}}}{Q^{\text{р}}_{\text{р}}}\right)^2}, \qquad (14\text{-}193)$$

где $\Delta D_{\text{п.п}}$, $\Delta D_{\text{вт.п}}$, $\Delta(i_{\text{п.п}} - i_{\text{п.в}})$, $\Delta(i''_{\text{вт.п}} - i'_{\text{вт.п}})$, ΔB, $\Delta Q^{\text{р}}_{\text{р}}$ — абсолютные погрешности при измерении паропроизводительности, расхода вторично перегретого пара, теплосодержаний свежего пара, вторично перегретого пара и питательной воды, расхода и удельной теплоты сгорания топлива.

Поскольку из-за наличия бункеров пыли и топлива трудно точно определить массу сжигаемого топлива, а также практически невозможно использовать мерные баки для прямого определения расхода питательной воды, вероятная относительная ошибка прямого баланса может достигать:

для котлоагретов на твердом топливе $\sigma_{\eta^{\text{бр}}_{\text{к.у}}} = \pm(3{,}3 \div 5{,}0)$ %;

для котлоагрегатов на жидком и газообразном топливе $\sigma_{\eta^{\text{бр}}_{\text{к.у}}} \approx \pm(1{,}5 \div 3)$ %.

По данным ряда испытаний, сопоставление относительных погрешностей обратного и прямого балансов показывает, что для котлоагрегатов, сжигающих газообразные или жидкие топлива, имеющих к. п. д. брутто до 80%, и на твердом топливе — до 75%, более точные результаты дает прямое определение к. п. д., а при более высоких к. п. д. — обратное.

14-21. ТОЧНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ

Учет погрешностей является важным элементом обработки результатов испытаний. Оценка точности результатов испытаний складывается из:

1) анализа источников погрешностей основных, определяемых в опыте, величин и оценки погрешностей измерений;

2) подсчета суммарной погрешности опыта.

Различают прямые, косвенные и совокупные измерения. При проведении прямых измерений значение искомой величины определяется с помощью измерительного прибора непосредственно (давления — манометром, температуры — термометром и т. д.). К косвенным измерениям относятся те, результаты которых получаются на основании данных прямых измерений значений одной или нескольких величин, связанных с искомой определенной функциональной зависимостью. В этом случае значение измеряемой величины определяется из уравнения

$$x = f(y_1, z_2, t_3, \ldots, \omega_n), \qquad (14\text{-}194)$$

где $y_1, z_2, t_3, \ldots, \omega_n$ — значение величин, измеренных прямым способом.

Примером косвенного измерения может служить определение расхода питательной воды с помощью сужающего устройства, температуры с помощью термометра сопротивления и т. д. К совокупным относятся измерения, состоящие из совокупности ряда прямых и косвенных измерений. Числовые значения искомых величин определяются из так называемых условных уравнений

$$\left.\begin{aligned} F_1(x_1, x_2, x_3 \ldots y'_1, y'_2, y'_3 \ldots) &= 0; \\ F_2(x_1, x_2, x_3 \ldots y''_1, y''_2, y''_3) &= 0; \\ F_3(x_1, x_2, x_3 \ldots y'''_1, y'''_2, y'''_3) &= 0, \end{aligned}\right\} \qquad (14\text{-}195)$$

где x_1, x_2, x_3 — значения искомых величин; y_1, y_2, y_3 — значения величин, измеренных прямым способом; F_1, F_2, F_3 — знаки функциональной зависимости.

В качестве примера совокупных измерений может явиться определение к. п. д. котлоагрегата, тепловосприятия экранных поверхностей топки при помощи радиометрического калориметра и т. д.

Измерения, которые ведутся при испытаниях, как бы тщательно и точно ни выполнялись, всегда содержат погрешности. Искажения результатов измерения могут быть вызваны недостатками измерительной аппаратуры, примененных методов измерения, или неполнотой знания наблюдаемых явлений, а также субъективными особенностями наблюдателя.

Все погрешности при проведении измерений разделяются на три категории. К первой категории относятся погрешности систематические с постоянным знаком (плюс или минус), которые возникают из-за несовершенства измерительного прибора, неправильного выбора метода измерений и т. д. При обработке полученных данных систематические погрешности могут быть устранены введением в расчет поправок, учитывающих погрешности в измерениях.

Вторая категория включает грубые ошибки измерений, значение которых больше допустимого при данных условиях. Причиной этого могут быть ошибки от-

счета по шкале, неверное определение цены деления, неисправность или ошибка в схеме включения прибора, а также неправильная методика измерений. Грубые ошибки, так же как и систематические, подлежат устранению (тренировка наблюдателей, поверка и тарировка измерительных приборов в рабочих условиях и т. п.). Они могут быть обнаружены при наличии достаточно длинного ряда измерений. Результат отдельного измерения следует считать промахом и исключить из дальнейшего рассмотрения, если он отличается от среднеарифметического на величину большую, чем σZ, где σ — среднеквадратичная погрешность ряда измерений, коэффициент Z зависит от числа измерений (критерий Шовене) и равен:

Число измерений . .	10	15	20	25	30	40	50
Z	1,96	2,13	2,24	2,33	2,39	2,50	2,58

К третьей категории относятся случайные погрешности измерений. Они возникают из-за трения в измерительных приборах, кажущегося смещения деления шкалы, вызванного изменением точки наблюдения, колебания режима во время опыта и т. д. Случайные погрешности не подчинены какой-либо закономерности и не могут быть заранее учтены. Случайные погрешности при измерениях устранить невозможно; они определяются на основе методов математической статистики и теории вероятности. Теория случайных погрешностей основывается на двух положениях:

1) при очень большом числе измерений случайные погрешности, равные по значению, но разные по знаку, встречаются одинаково часто;

2) малые погрешности случаются чаще, чем большие, очень большие погрешности не встречаются.

Поскольку систематические погрешности поддаются устранению путем внесения соответствующих поправок, а промахи исключают из ряда измерений в процессе обработки результатов испытаний, точность результатов испытаний оценивают величиной случайной погрешности. Мерой, характеризующей точность измерений, служит среднеквадратичная погрешность, определяемая по формуле

$$\sigma = \pm\sqrt{\frac{\Sigma\Delta a^2_i}{n}}, \qquad (14\text{-}196)$$

где $\Sigma\Delta a_i$ — сумма абсолютных погрешностей отдельных измерений искомой величины ($\Delta a = a_i - a$); n — число измерений значения данной величины; a — истинное значение измеряемой величины.

Чем меньше абсолютная среднеквадратичная погрешность, тем выше точность измерений. Смысл среднеквадратичной погрешности сводится к тому, что для большого ряда измерений 68% всех погрешностей лежит ниже величины σ, а 32% погрешностей — выше этой величины.

Предельная погрешность ряда измерений находится по формуле

$$S = 3\sigma. \qquad (14\text{-}197)$$

Вероятность ее появления оценивают в 0,3%, т. е. 1 раз на 370 измерений. Так как в практике испытаний число измерений не превышает несколько десятков, то появление S мало вероятно.

Обработка результатов прямых измерений. Величины погрешности отдельных измерений, а следовательно, и среднеквадратичная погрешность могут быть определены, если известны истинные значения измеряемых величин, чего практически в условиях испытаний не бывает. Поэтому вместо среднеквадратичной погрешности находят погрешность среднеарифметического значения измеряемой величины по формуле (6-20), а действительное значение искомой величины может быть определено по формуле

$$a = a_{ср} \pm \Delta a, \qquad (14\text{-}198)$$

где Δa — среднеквадратичная (абсолютная) погрешность среднеарифметического, равная:

$$\Delta a = \pm\sqrt{\frac{\varepsilon^2_1 + \varepsilon^2_2 + \varepsilon^2_3 + \ldots + \varepsilon^2_n}{n(n-1)}}, \qquad (14\text{-}199)$$

здесь $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3, \ldots, \varepsilon_n$ — погрешности измеряемой величины относительно среднеарифметического, т. е. $\varepsilon_1 = a_1 - a_{ср}$ и т. д.

Из теории погрешностей следует, что с возрастанием числа измерений погрешность среднеарифметического уменьшается, однако в значительно большей степени погрешность уменьшается с повышением точности отдельного измерения.

В тех случаях, когда необходимо выяснить погрешность отдельных измерений и тем самым установить измерения, которые вероятнее всего являются по каким-либо причинам неточными, среднеквадратичную погрешность вычисляют по формуле

$$\sigma' = \pm\sqrt{\frac{\Sigma\varepsilon^2_1}{n-1}}. \qquad (14\text{-}200)$$

Тогда крайние значения измеренных величин

$$\bar{a} = a_{ср} \pm \sigma'. \qquad (14\text{-}201)$$

Если в числе измеренных величин имеются такие, которые оказываются больше, чем $\bar{a}$, найденные по формуле (14-201), то такие измерения должны считаться сомнительными.

Среднеарифметическое значение принимают и для случаев, в которых измеряемая величина встречается не только в первой степени, а и в более сложной зависимости (например, приборы с квадратичной шкалой и т. д.).

Вероятная погрешность среднеарифметического находится из уравнения

$$R = 0{,}6745\sqrt{\frac{\Sigma\varepsilon^2_i}{n(n-1)}}. \qquad (14\text{-}202)$$

Обработка результатов косвенных и совокупных измерений. Для нахождения результатов косвенных измерений необходимо определить частные значения искомой величины x, связанной с величинами y, z, t, ω, измеряемыми прямым способом:

$$x_i = \varphi(y_i, z_i, t_i, \ldots, \omega_i). \qquad (14\text{-}203)$$

Полученные частные значения усредняются:

$$x = \frac{x_1 + x_2 + x_3 + \ldots + x_n}{n}. \qquad (14\text{-}204)$$

Величины $y, z, t, \ldots, \omega$ определяют как среднеарифметические ряда измерений. Причем систематические погрешности исключаются путем введения поправок по паспортам поверки. Вероятная погрешность результатов косвенных измерений

$$\Delta x = \sqrt{\left(\frac{\partial f}{\partial y}\Delta y\right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial z}\Delta z\right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial t}\Delta t\right)^2 + \ldots + \left(\frac{\partial f}{\partial \omega}\Delta\omega\right)^2}, \qquad (14\text{-}205)$$

где $\frac{\partial f}{\partial y}, \frac{\partial f}{\partial z}, \frac{\partial f}{\partial t}, \ldots, \frac{\partial f}{\partial \omega}$ — частные производные функции по аргументам y, z, t, ω; Δy, Δz, $\Delta t, \ldots, \Delta\omega$ — погрешности при прямых измерениях y, z, $t, \ldots, \omega$.

При проведении совокупных измерений погрешность определяется по равенству

$$\Delta x = \sqrt{\Delta x^2_1 + \Delta x^2_2 + \Delta x^2_3 + \ldots + \Delta x^2_n}. \qquad (14\text{-}206)$$

Если при испытании x определяется на основании прямых измерений y, z, t, $\omega, \ldots$, связанных с x зави-

симостью, имеющей вид произведения ($x=yz\omega$) или дроби $\left(x=\frac{yzt}{\omega}\right)$, то Δx находится из выражения

$$\Delta x = x\sqrt{\left(\frac{\Delta y}{y}\right)^2+\left(\frac{\Delta z}{z}\right)^2+\left(\frac{\Delta t}{t}\right)^2+\left(\frac{\Delta \omega}{\omega}\right)^2}. \quad (14\text{-}207)$$

Если эта зависимость имеет вид суммы ($x=y+z+t+\omega+\ldots$), то

$$\Delta x = \sqrt{\Delta y^2+\Delta z^2+\Delta t^2+\Delta \omega^2+\ldots}. \quad (14\text{-}208)$$

Так, если суммы произведений, например, имеют вид: $x=yz+t\omega k$, то

$$\Delta (yz) = yz\sqrt{\left(\frac{\Delta y}{y}\right)^2+\left(\frac{\Delta z}{z}\right)^2\ldots}, \quad (14\text{-}209)$$

$$\Delta (t\omega k) = t\omega k\sqrt{\left(\frac{\Delta t}{t}\right)^2+\left(\frac{\Delta \omega}{\omega}\right)^2+\left(\frac{\Delta k}{k}\right)^2}; \quad (14\text{-}210)$$

$$\Delta x = \sqrt{[\Delta (yz)]^2+[\Delta (t\omega k)]^2\ldots}. \quad (14\text{-}211)$$

14-22. ОТЧЕТ ПО ИСПЫТАНИЯМ

Содержание технического отчета по испытаниям котельного агрегата определяется характером и объемом проведенных работ. Примерный план составления отчета следующий.

1. Аннотация — включает краткое содержание работы и ее назначение.

2. Введение — излагается мотивировка организации работ и цели, которые поставлены перед экспериментатором-наладчиком.

3. Краткая характеристика оборудования. Приводятся краткое описание котельного агрегата, его вспомогательного оборудования и их основные параметры. Описание иллюстрируется общим видом котлоагрегата, схемами котлоагрегата и системы пылеприготовления и пр. Более подробно должны быть описаны и иллюстрированы элементы агрегата, определяющие экономичность сжигания, новые и оригинальные технические решения отдельных узлов котельного агрегата. Здесь же должна быть приведена краткая характеристика работы котельного агрегата до наладки и испытаний по данным эксплуатации. Основные конструктивные и расчетные данные котельного агрегата сводятся в таблицу.

4. Методика измерений. Дается краткое описание примененных способов измерений с указанием точек отбора проб, методов определения состава газов, отбора проб топлива, шлака и уноса. Желательно привести схему котельного агрегата с указанием основных точек измерений, подробно рассмотреть и привести в виде графиков данные тарировки сечений.

5. Характеристика выполненных работ. Подробно рассматриваются выполненные на котельном агрегате работы по устранению выявленных недостатков. Указываются условия, при которых проводились испытания. Делается общий обзор экспериментальных работ и приводится характеристика отдельных опытов с рассмотрением особенности режима горения, способа подачи воздуха (по поясам, шлицам и т. п.), результатов визуальных наблюдений за факелом, характера шлакования поверхностей нагрева и эффективности имеющихся средств расшлаковки, поддержания параметров пара, работы автоматики.

6. Результаты испытаний и их анализ. Должны быть проанализированы фактически полученные в опытах потери тепла и оптимальные условия работы котельного агрегата по условиям горения, шлакования и перегрева пара. Должны проводиться сравнение фактических потерь и сопротивлений тракта с расчетными данными и анализ причин их несоответствия. В разделе должны быть приведены графики изменения основных параметров работы котельного агрегата от тех или иных факторов. К их числу относятся:

1) зависимость к. п. д. брутто котельной установки от его производительности $\eta^{бр}_{к.у} = f(D_{п.п})$ и от теплового напряжения топочного объема $\eta^{бр}_{к.у} = f\left(\frac{BQ_т}{V_т}\right)$;

2) зависимость изменения отдельных и суммарных тепловых потерь агрегата, тепловосприятия поверхностей нагрева, температур газов, избытка воздуха, скорости вторичного воздуха у горелок, сопротивлений газового и воздушного тракта, расходов электроэнергии на тягу, дутье и размол от производительности котлоагрегата и т. д.;

3) зависимость изменения горючих в очаговых остатках (шлака и уноса) от производительности котлоагрегата и тонкости пыли R_{90};

4) изотермы топочного пространства (с указанием на них основных режимных факторов — нагрузки котлоагрегата, избытка воздуха, распределения скорости воздуха по шлицам и т. д.).

7. Оценка работы автоматики горения.

8. Выводы и предложения. Рассматриваются основные итоги наладки и испытаний, достигнутая экономичность и значения отдельных тепловых потерь, оптимальные избытки воздуха и тонкость пыли; удельные расходы электроэнергии на тягу и дутье, оптимальная по экономичности нагрузка котельного агрегата, бесшлаковочная и минимально устойчивая нагрузка на пыли. Приводится оценка надежности агрегата, удобства управления и обслуживания, отмечаются недостатки конструкции и проекта и даются предложения по улучшению работы агрегата.

К отчету должны быть приложены сводная таблица результатов испытаний (табл. 14-14) и режимная карта (формы 14-1 и 14-2).

Таблица 14-14

Сводная ведомость результатов испытаний котлоагрегата № . . .

Наименование контролируемых показателей	Условные обозначения	Единица измерения	Номера опытов		
			Дата проведения опытов		
Продолжительность опыта	z	ч			
I. *Топливо*					
Марка и сорт топлива	—				
Влажность рабочего топлива	$W^р$	%			
Зольность рабочего топлива	$A^р$	%			
Содержание углекислоты карбонатов в рабочем топливе	$(CO_2)^р_к$	%			
Низшая удельная теплота сгорания рабочего топлива	$Q^р_н$	ккал/кг			
Содержание летучих на горючую массу	$V^г$	%			
Температура топлива	$t_{тл}$	°С			
Элементарный состав рабочего топлива:					
содержание углерода	$C^р$	%			
содержание водорода	$H^р$	%			
содержание серы летучей	$S^р_{орг+к}$	%			
содержание азота	$N^р$	%			
содержание кислорода	$O^р$	%			
топливная характеристика	β	—			
Температурная характеристика золы топлива					
начала деформации	t_1	°С			
начала размягчения	t_2	°С			
жидкоплавкого состояния	t_3	°С			
Влажность угольной пыли	$W^п$	%			
Тонкость пыли по остатку на сите 90 мк (скорость аэросмеси в гравитационной шахте молотковой мельницы)	R_{90}	%			
Тонкость пыли по остатку на сите 200 мкм	R_{200}	%			
Часовой расход топлива	B	т/ч			
Видимое тепловое напряжение топочного объема	$BQ/V_т$	10^3 ккал/(м³·ч)			
Видимая испарительность топлива	$И$	кг/кг			
II. *Вода и пар*					
Расход свежего пара (с поправкой на параметры)	$D_{пп}$	т/ч			
Расход питательной воды	$D_{п.в}$	т/ч			
Расход на впрыск (на поверхностный пароохладитель)	$D_{впр}$	т/ч			
Расход вторично перегретого пара	$D_{вт.п}$	т/ч			
Давление пара (вход и выход)	$p_{вт.п}$	кгс/см²			
Температура пара (вход и выход)	$t_{вт.п}$	°С			
Расход продувочной воды	$D_{пр}$	т/ч			
Давление пара в барабане	$p_б$	кгс/см²			
Давление свежего пара	$p_{пп}$	кгс/см²			
Температура свежего пара	$t_{пп}$	°С			
Температура воды перед водяным экономайзером	$t'_{п.в}$	°С			
То же за водяным экономайзером	$t''_{в.э}$	°С			
III. *Газы*					
Содержание углекислоты и кислорода за пароперегревателем (водяным экономайзером)	$(RO_2)''_{пп}$ $(O_2)''_{пп}$	%			
Состав уходящих газов (за воздушным подогревателем)					
содержание углекислоты	$(RO_2)''_{в.пд}$	%			
содержание кислорода	$(O_2)''_{в.пд}$	%			
содержание окиси углерода	$CO''_{в.пд}$	%			
содержание водорода	$(H_2)''_{в.пд}$	%			
содержание метана	$(CH_4)''_{в.пд}$	%			
Содержание углекислоты за дымососом	$(RO_2)''_д$	%			
Коэффициент избытка воздуха за пароперегревателем (водяным экономайзером)	$\alpha''_{пп}$	—			
Коэффициент избытка воздуха за воздухоподогревателем	$\alpha''_{впд}$	—			
Коэффициент избытка воздуха за дымососом	$\alpha''_д$	—			
Присосы воздуха в топке и пароперегревателе	$\Delta\alpha_{т+пп}$	—			
То же на участке водяного экономайзера	$\Delta\alpha_{в.э}$	—			
То же на участке воздушного подогревателя	$\alpha\Delta_{в.пд}$	—			
То же на участке золоуловителей, газовых коробов и дымососов	$\Delta\alpha_{з.к.д}$	—			

Наименование контролируемых показателей	Условные обозначения	Единица измерения	Номера опытов		
			Дата проведения опытов		
Общий присос по газовому тракту	$\Delta\alpha$	—			
Температура газов за пароперегревателем	$T''_{пп}$	°C			
То же до водяного экономайзера	$T'_{в.э}$	°C			
То же за водяным экономайзером	$T''_{в.э}$	°C			
То же до и за воздухоподогревателем	$T_{в.пд}$	°C			
IV. *Разрежение*					
Вверху топки	$s'_{т}$	кгс/м²			
За пароперегревателем	$s''_{пп}$	кгс/м²			
За водяным экономайзером II ступени	$s''_{в.э\ II}$	кгс/м²			
За водяным экономайзером I ступени	$s''_{в.э\ I}$	кгс/м²			
До и за воздухоподогревателем	$s_{впд}$	кгс/м²			
Перед золоуловителем	$s_{зу}$	кгс/м²			
За золоуловителем	$s''_{зу}$	кгс/м²			
Перед дымососом	$s'_{д}$	кгс/м²			
За дымососом	$s''_{д}$	кгс/м²			
Сопротивление пароперегревателя	$\Delta s_{пп}$	кгс/м²			
То же водяного экономайзера II ступени	$\Delta s_{в.э\ II}$	кгс/м²			
То же водяного экономайзера I ступени	$\Delta s_{в.э\ I}$	кгс/м²			
То же воздухоподогревателя	$\Delta s_{впд}$	кгс/м²			
То же золоуловителей	$\Delta s_{зу}$	кгс/м²			
V. *Воздух*					
Температура воздуха на всасе дутьевого вентилятора (до места врезки трубопровода рециркуляции)	$t'_{д.в}$	°C			
То же до и за воздухоподогревателем	$t_{впд}$	°C			
То же за мельничным вентилятором и за вентилятором горячего дутья	$t''_{М.в}, t''_{в.г.д}$	°C			
Давление воздуха перед воздухоподогревателем	$p'_{впд}$	кгс/м²			
То же за воздухоподогревателем	$p''_{впд}$	кгс/м²			
То же вторичного перед каждой горелкой и в общих коробах к горелкам	$(p_{в.в})_{гор}$	кгс/м²			
То же первичного перед каждой горелкой и в общем коробе к горелкам	$(p_{п.в})_{гор}$	кгс/м²			
То же перед сбросными горелками	$p_{сбр}$	кгс/м²			
Расход вторичного воздуха на горелки	$Q_{в.в}$	м³/ч			
Расход первичного воздуха на горелку	$Q_{п.в}$	м³/ч			
Расход воздуха на сбросные горелки	$Q_{сбр}$	м³/ч			
Скорости вторичного воздуха у горелок	$w_{в.в}$	м/с			
Скорости аэросмеси у горелки	$w_{п.в}$	м/с			
Скорости воздуха в сбросных горелках	$w_{сбр}$	м/с			
IV. *Нагрузка электродвигателей вспомогательного оборудования*					
Ток электродвигателей:					
дымосос *А*	$I_{д}$	А			
дымосос *Б*	$I_{д}$	А			
дутьевой вентилятор *А*	$I_{д.в}$	А			
дутьевой вентилятор *Б*	$I_{д.в}$	А			
мельничный вентилятор *А*	$I_{м.в}$	А			
мельничный вентилятор *Б*	$I_{м.в}$	А			
мельница *А*	$I_{м}$	А			
мельница *Б*	$I_{м}$	А			
ВГД *А* и *Б*	$I_{в.г.д}$	А			

Наименование контролируемых показателей	Условные обозначения	Единица измерения	Номера опытов / Дата проведения опытов		
Мощность, потребляемая электродвигателями тягодутьевой и пылеприготовительной установок: Дымосос *А*	$N_д$	кВт			
Дымосос *Б*	$N_д$	кВт			
Дутьевой вентилятор *А*	$N_{д.в}$	кВт			
Дутьевой вентилятор *Б*	$N_{д.в}$	кВт			
Всего на тягу	$N_{тяг}$	кВт			
Всего на дутье	$N_{дут}$	кВт			
Мельница *А*	$N_м$	кВт			
Мельница *Б*	$N_м$	кВт			
Мельничный вентилятор *А*	$N_{м.в}$	кВт			
Мельничный вентилятор *Б*	$N_{м.в}$	кВт			
ВГД *А* и *Б*	$N_{в.г.д}$	кВт			
Удельные расходы электроэнергии:					
на тягу	$Э_т$	кВт·ч/т пара			
на дутье	$Э_д$	кВт.ч/т пара			
на пылеприготовление	$Э_{ппр}$	кВт.ч/т топлива			
VII. *Тепловой баланс*					
Коэффициент полезного действия котла (брутто)	$\eta^{бр}_{к.у}$	%			
То же (нетто)	$\eta^{н}_{к.у}$	%			
Потери тепла с уходящими газами	q_2	%			
То же с химическим недожогом	q_3	%			
То же с механическим недожогом с уносом	$q_4^{ун}$	%			
То же с механическим недожогом со шлаком	$q_4^{шл}$	%			
То же с механическим недожогом с золой из-под золоуловителей (газоходов)	$q_4^{зол}$	%			
Потери тепла в окружающую среду	q_5	%			
Потери тепла с физическим теплом шлака	$q_6^{шл}$	%			
Сумма потерь тепла	Σq	%			
VIII. *Очаговые остатки*					
Содержание горючих в уносе	$C^{г}_{ун}$	%			
Содержание горючих в шлаке	$C^{г}_{шл}$	%			
Содержание горючих в золе из-под газоходов (из-под золоуловителей)	$C^{г}_{зол}$	%			
Температурная характеристика шлака:					
начала деформации	T_1	°C			
начала размягчения	T_2	°C			
жидкоплавкого состояния	T_3	°C			

Таблица 14-15

Образец режимной карты для пылеугольного котлоагрегата (система пылеприготовления по схеме с бункером пыли)

Параметры работы котлоагрегата	Единица измерения	Производительность котлоагрегата, т/ч			Параметры работы котлоагрегата	Единица измерения	Производительность котлоагрегата, т/ч		
Давление в барабане	кгс/см²				Расход вторично перегретого пара	т/ч			
Температура свежего пара	°C				Давление вторично перегретого пара на выходе из перегревателя	кгс/см²			
Расход воды на пароохладитель	т/ч				Температура вторично перегретого пара на выходе из перегревателя	°C			
Количество (№) работающих горелок	шт.				Содержание углекислоты (RO_2) или кислорода (O_2) за котлоагрегатом (за водяным экономайзером)	%			
Разрежение вверху топки	кгс/м²								
Тонкость пыли (R_{90})	%								
Температура аэросмеси за мельницей	°C								

Параметры работы котлоагрегата	Единица измерения	Производительность котлоагрегата, т/ч			Параметры работы котлоагрегата	Единица измерения	Производительность котлоагрегата, т/ч		
Давление первичного воздуха перед горелками (по каждой горелке)	кгс/м²				Содержание горючих в уносе	%			
					Число работающих пылесистем	—			
Давление вторичного воздуха перед горелками (по каждой горелке)	кгс/м²				Количество работающих вентиляторов (скорость вращения малая — большая)	—			
Воздушное сопротивление воздухоподогревателя	кгс/м²				Загрузка электродвигателей вентиляторов* (ДВ и ВГД)	А			
Температура дымовых газов перед воздухоподогревателем	°С				Количество работающих дымососов (скорость вращения малая — большая)	—			
Температура уходящих газов	°С				Загрузка электродвигателей дымососов*	А			
Разрежение за воздухоподогревателем	кгс/м²								

* Цифровые значения привести для работы при одной и двух пылесистемах.

Примечания: 1. При пуске котлоагрегата из холодного состояния показатели режимной карты действительны после достижения установившегося состояния через . . . . . дней работы.

2. Режимная карта составлена для работы котлоагрегата при номинальной температуре питательной воды . . . . . °С. При более низкой температуре питательной воды максимальная нагрузка котлоагрегата и температура уходящих газов соответственно снижаются согласно графику (уточнить по местным условиям).

3. Устойчивая минимальная нагрузка при работе на пыли без подсвечивания мазутом при номинальной температуре питательной воды составляет . . . . . т/ч.

4. Данные приведены к температуре холодного воздуха 30°С.

5. Присосы воздуха в РВП составляют . . . . . %.

6. Режимная карта составлена из условий поддержания температуры вторично перегретого пара на указанном уровне без использования аварийного впрыска.

Таблица 14-16

Образец режимной карты для котлоагрегата при сжигании пыли по схеме прямого вдувания

Параметры работы котлоагрегата и топки	Единица измерения	Паропроизводительность котлоагрегата, т/ч			Параметры работы котлоагрегата и топки	Единица измерения	Паропроизводительность котлоагрегата, т/ч		
Давление в барабане	кгс/см²				Температура дымовых газов перед воздухоподогревателем	°С			
Температура свежего пара	°С				Температура уходящих газов	°С			
Расходы воды на пароохладитель	т/ч				Сопротивление воздухоподогревателя по воздушной стороне	кгс/м²			
Количество работающих мельниц	—				Количество работающих вентиляторов (скорость вращения малая — большая)	—			
Нагрузка электродвигателей мельниц	А								
Перепад по диафрагмам (мультипликаторам Вентури) в коробах первичного воздуха к мельницам	кгс/м²				Расход вторично перегретого пара	т/ч			
					Давление вторично перегретого пара на выходе из пароперегревателя	кгс/см²			
Давление вторичного воздуха перед горелками	кгс/м²								
То же в нижних шлицах	кгс/м²				Температура вторично перегретого пара на выходе из пароперегревателя	°С			
То же в задних шлицах	кгс/м²								
Температура аэросмеси за сепаратором	°С				Нагрузка электродвигателей вентиляторов	А			
Разрежение вверху топки	кгс/м²								
Разрежение за воздухоподогревателем	кгс/м²				Количество работающих дымососов (скорость вращения малая — большая)	—			
Содержание углекислоты RO_2 или кислорода O_2 за пароперегревателем (за второй ступенью водяного экономайзера)	%				Нагрузка электродвигателей дымососов	А			
					Содержание горючих в уносе	%			

См. примечания к табл. 14-15.

ГЛАВА ПЯТНАДЦАТАЯ

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЯГОДУТЬЕВЫХ УСТАНОВОК И ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

15-1. ЦЕЛИ ИСПЫТАНИЙ И ХАРАКТЕРИСТИКИ МАШИН

Испытания тягодутьевых установок проводятся для проверки гарантийных показателей, в случаях ограничения, нагрузки котлоагрегата по тяге (дутью) или повышенных удельных расходов электроэнергии на собственные нужды. В любом случае должны быть получены экспериментальные данные, по которым могут быть построены характеристики вентиляторов или дымососов (рис. 15-1, 15-2) и кривые суммарных сопротивлений газового или воздушного трактов (рис. 15-3).

Обследование газовоздушных трактов котельного агрегата производится обычно при испытаниях котельных агрегатов. Однако в случаях, когда необходимые материалы испытаний по данному котельному агрегату на предприятии отсутствуют, являются недостаточными или если эти испытания проведены недостаточно качественно (при повышенных против нормальных избытках воздуха или с большими присосами по газовому тракту), измерения сопротивлений газовоздушного тракта котельного агрегата следует выполнить заново.

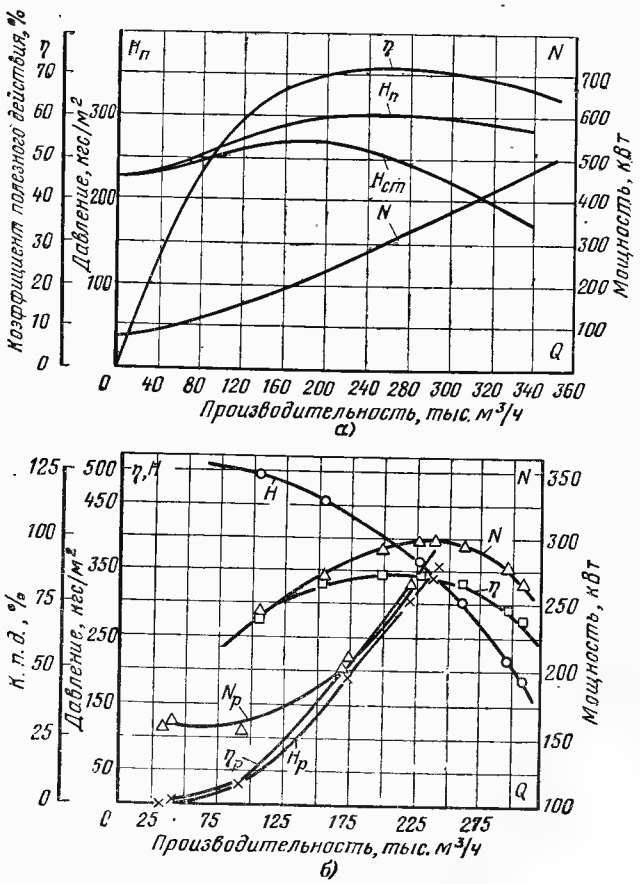


Рис. 15-1. Характеристики центробежных тягодутьевых машин.

а — дымосос типа Д-21,5×2 при n=580 об/м и $T_ч$=200°С; *б* — дутьевой вентилятор типа ВДН-26 при n=735 об/м и $t_в$=20°С.

Для практического использования наиболее важны две группы характеристик тягодутьевых установок: дроссельные (напорные) и регулировочные. Дроссельные характеристики могут быть размерными, когда все значения даются в именованных единицах (давление в кгс/м², производительность в м³/ч или кг/с), и безразмерными, когда все эти значения даются в относительных единицах. В практике испытаний действующих тягодутьевых установок пользуются размерными характеристиками.

Безразмерные характеристики не зависят от геометрических размеров машины и сохраняют свои зависимости для всей серии машин данного типа. Это позволяет при расчетах вентиляторов какой-либо серии пользоваться одной характеристикой, несмотря на различные диаметры колес и их частоту вращения.

В качестве безразмерных параметров принимаются отвлеченная производительность ($\bar{q}$), отвлеченное полное давление ($\bar{H}_п$) и отвлеченная мощность ($\bar{N}_в$). В случаях, когда необходимо знать размерную характеристику для сравнения ее с полученной при испытаниях, безразмерные параметры пересчитываются на действительные значения по следующим формулам:

производительность, м³/ч,

$$Q=3600\bar{q}K_Q, \qquad (15\text{-}1)$$

где $K_Q=u_2 0{,}785 D_2^2$ — коэффициент расхода; D_2 — наружный диаметр колеса, м; u_2 — окружная скорость колеса, м/с, $u_2=\pi D_2 n/60$;

полное давление, кгс/м²,

$$H_п=\bar{H}_п K_{дав}, \qquad (15\text{-}2)$$

где $K_{дав}$ — коэффициент давления,

$$K_{дав}=\frac{\rho}{9{,}81}u_2^2,$$

в котором ρ — плотность перемещаемой среды, кгс/м³;

мощность (на валу), кВт,

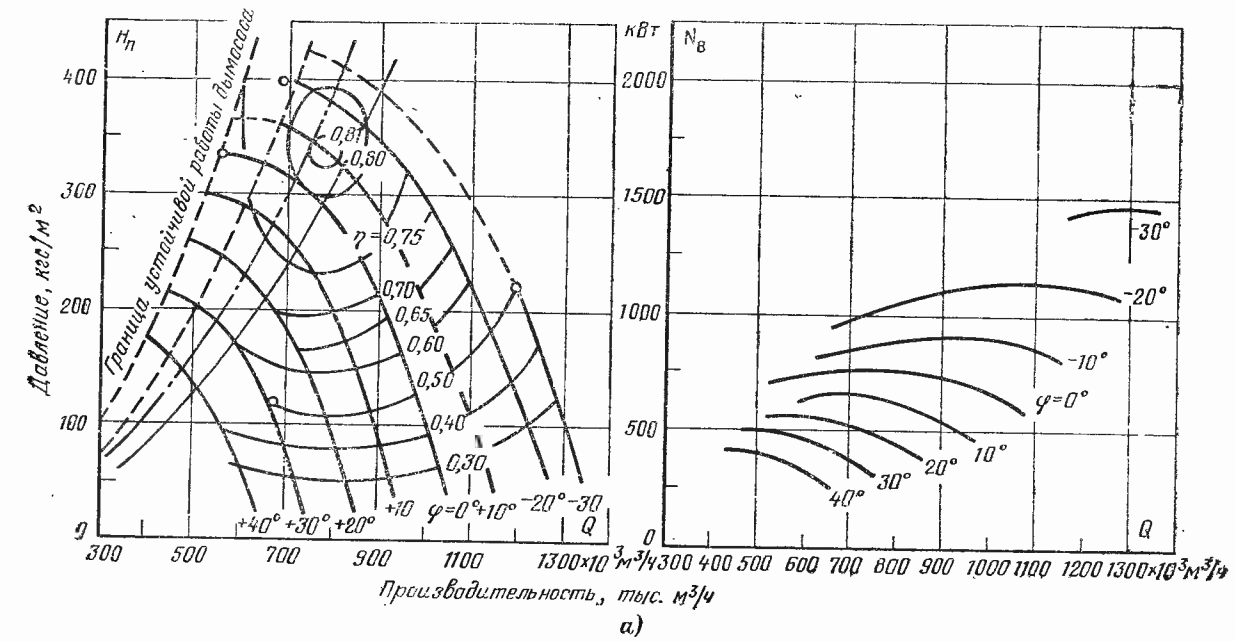
$$N_в=\bar{N}_в K_N, \qquad (15\text{-}3)$$

где K_N — коэффициент мощности,

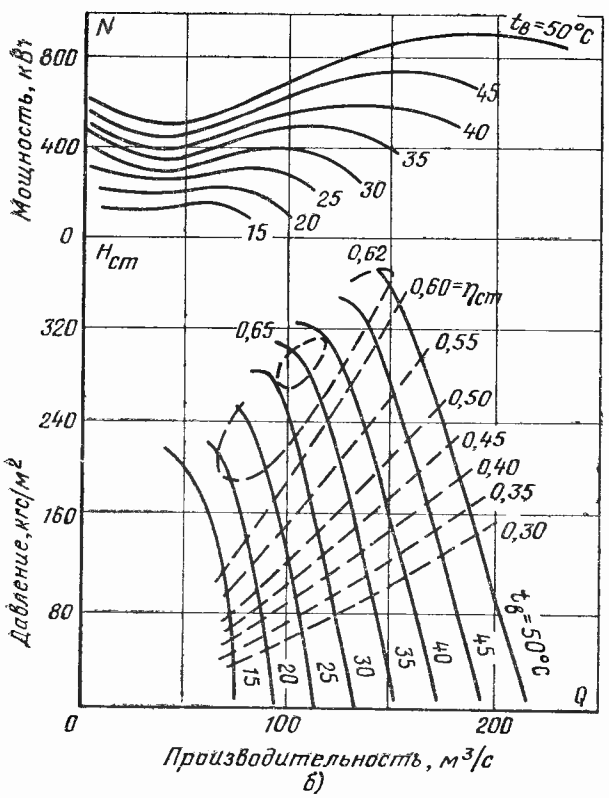
$$K_N=\frac{\rho}{9{,}81}u_2^2\frac{\pi D_2^2}{4\cdot 102}.$$

Характеристики тягодутьевых машин могут составляться на основе полных или эксплуатационных испытаний. В задачи полных

испытаний входит снятие дроссельной (напорной и регулировочной) характеристики тягодутьевых машин при одиночной или параллельной работе вентиляторов (дымососов). Эти испытания должны охватывать режимы в широких пределах производительностей машин от нуля до максимума. Такие режимы на работающем котлоагрегате установить не представляется возможным, так как пределы изменения производительности зависят от минимальной и максимальной нагрузок котлоагрегата. Поэтому полные характеристики могут



а)



б)

Рис. 15-2. Характеристики осевых тягодутьевых машин. *а* — дымосос; φ — угол установки направляющего аппарата; *б* — дутьевого вентилятора.

быть сняты только на остановленном котлоагрегате. Полные испытания наиболее точно могут быть проведены на стенде в лабораторно-заводских условиях.

Целью эксплуатационных испытаний является проверка работы тягодутьевых установок в рабочих условиях, т. е. на работающем котлоагрегате. Эти испытания позволяют получить точки для построения характеристики машины в сравнительно узких пределах производительности, определяемых возможными пределами изменения нагрузки котлоагрегата. Испытания тягодутьевых машин на работающем котельном агрегате имеют то преимущество, что они проводятся при изменении их производительности направляющими аппаратами или другими средствами регулирования, т. е. можно определять удельные расходы электроэнергии на тягу и дутье. Более благоприятные условия по потребению мощности при регулировании производительности тягодутьевых машин направляющими аппаратами определяются закручиванием потока среды в сторону вращения рабочего колеса, что улучшает условия входа среды на лопаточный аппарат. В этом случае кривая потребляемой мощности или так называемая регулировочная характеристика будет расположена ниже кривой мощности, получаемой при дроссельном

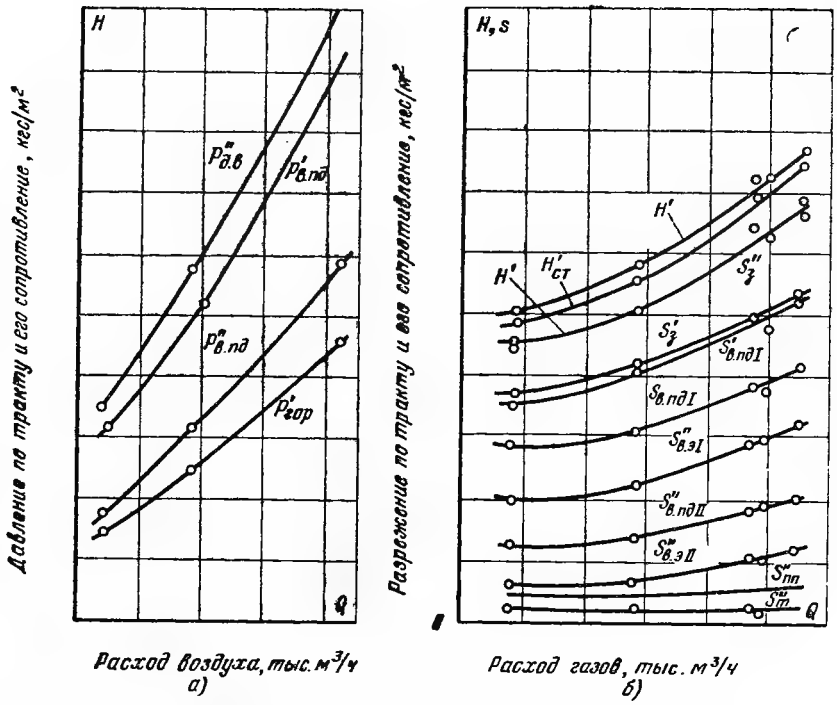


Рис. 15-3. Характеристики газовоздушных трактов котельного агрегата.

а — воздушного тракта; *б* — газового тракта. Индексы «пп», «в.э», «в.пд» и «з» соответственно обозначают пароперегреватель, водяной экономайзер, воздушный подогреватель, и золоуловитель.

регулировании производительности машины (см. рис. 15-9).

Характеристики тягодутьевых установок, полученные при испытаниях совместно с характеристиками газовоздушных трактов, позволяют непосредственно, без пересчетов судить о соответствии установленных машин данному котельному агрегату.

15-2. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Перед испытаниями должны проводиться следующие работы:

1) проверка исправности всех деталей установки и при необходимости устранение обнаруженных дефектов (увеличенные зазоры между входной воронкой и рабочим колесом, неправильная установка лопаток рабочего колеса и пр.), контроль плотности газовоздушного тракта и состояния регулирующих запорных органов (направляющие аппараты и заслонки). Должна проверяться осмотром возможность полного открытия направляющих аппаратов, правильность положения лопаток параллельно геометрической оси потока, надежность крепления лопаток направляющих аппаратов и правильность закручивания ими среды по отношению к направлению вращения ротора. Закручивание потока направляющими аппаратами должно происходить в направлении, одноименном с вращением ротора;

2) опробование и проверка приводных механизмов дистанционного управления заслонок и направляющих аппаратов (штанги, электродвигатели и пр.). Направляющие аппараты во всасывающих коробах с обеих сторон дымососов должны одинаково открываться. В тех случаях, когда в тракте отсутствуют заслонки, необходимые для дросселирования потока при испытаниях, их нужно специально изготовить и смонтировать. При испытаниях вентиляторов, имеющих на стороне всасывания достаточно длинные воздухопроводы, предназначенные для вентиляции котельной, может быть применено дросселирование всасывающих от-

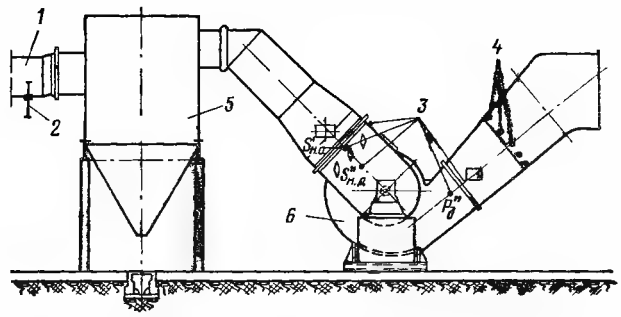


Рис. 15-4. Пример схемы расстановки приборов при испытании дымососной установки.

1 — газоход от воздушного подогревателя к золоуловителю; *2* — дроссельная заслонка; *3* — штуцер для измерения статического давления; *4* — кольца для установки напорных трубок; *5* — золоуловитель; *6* — дымосос.

верстий (стальными или толстыми фанерными листами);

3) составление полной схемы установки, подлежащей испытаниям, с указанием на ней расположения органов регулирования и контрольно-измерительной аппаратуры (рис. 15-4);

4) изготовление необходимых вспомогательных приспособлений (штуцера, сальники, кольца, гильзы и т. д.) и установка их;

5) проверка и установка необходимой для испытаний контрольно-измерительной аппаратуры;

6) обучение лаборантов-наблюдателей;

7) тарировки сечений, принятых для измерений скоростей среды (см. указания гл. 8).

15-3. ИЗМЕРЕНИЯ ПРИ ИСПЫТАНИЯХ

Перечень основных измерений и определений, проводимых при испытаниях тягодутьевых машин, приведен в табл. 15-1.

Измерение производительности. Расход воздуха удобнее всего измерять напорными трубками, устанавливая их на прямом участке всасывающего короба или за нагнетательным патрубком вентилятора, но обязательно до воздушного подогревателя. Измерение расхода воздуха за воздушным подогревателем недопустимо из-за возможных утечек воздуха в нем через неплотности. Кроме того, при измерении расхода воздуха в коробах за воздушным подогревателем, имеющих обычно большое живое сечение, получаются весьма малые динамические давления, что понижает точность измерений (особенно при испытаниях вентиляторов на холодном котле). Поэтому для вентиляторов с открытым всасом и в случаях, когда непосредственно за нагнетательным патрубком не имеется подходящего участка для установки напорных трубок, целесообразно устанавливать на стороне всасывания специальную горизонтальную или вертикальную трубу круглого или прямоугольного сечения.

Измерение скорости (расхода) воздуха анемометром во всасывающем патрубке вентилятора не рекомендуется, так как при этом могут быть большие неточности из-за неоднородности потока, особенно при наличии сетки перед всасывающим отверстием вентилятора.

Производительность вентиляторов удобно также измерять с помощью сужающих устройств. Для возможности измерения расходов в большом диапазоне их изменений целесообразно иметь набор диафрагм различных диаметров, устанавливаемых непосредственно на входе воздуха в трубу (в случаях, когда установка заслонки могла бы исказить поле в плоскости измерения). Такой способ позволяет достаточно точно измерять расход среды. В установках, состоящих из двух параллельно работающих вентиляторов, при испытании одного из них другой должен быть надежно отсоединен (для предотвращения утечки воздуха от работающего вентилятора через общий тракт и остановленную машину).

При испытаниях дымососов их производительность также удобнее всего определять с помощью напорных трубок. Выбор места для установки трубок может быть иногда затруднен ввиду отсутствия на всасывающей стороне дымососов участков с удовлетворительным скоростным полем. В связи с этим приходится измерять расход газов в коротких всасывающих коробах, в диффузорах на нагнетании дымососа или в кирпичных боровах, ведущих к дымовой трубе (рис. 15-4). При этом увеличение числа точек измерений по сечению в указанных участках вдвое против рекомендуемых (см. гл. 8) позволяет получить надежные данные с достаточной для практики точностью. Измерения в подобных случаях необходимо проводить во всех точках на каждом режиме без предварительной тарировки.

Для осевых вентиляторов, имеющих рабочие колеса диаметром 2,5—5,0 м, допускается устанавливать напорные трубки перед входным направляющим аппаратом вентилятора, в кольцевом цилиндрическом участке проточной части, расположенным за выходным коллектором всасывающего кармана.

Индивидуальные металлические дымовые трубы отдельных котлоагрегатов нередко имеют неравномерное поле скоростей; в частности, особо большая неравномерность имеет место в установке с двумя дымососами, когда в работе остается один из них (рис. 15-5).

При измерении расхода газа на всасывающей стороне дымососов установки напорные трубки должны устанавливаться возможно ближе к дымососу или за ним для учета всех присосов по тракту (включая золоулавливающие устройства).

Измерение статического давления. Точки измерения статического давления на входе в дымосос (вентилятор) должны по возможности располагаться на расстоянии 1—1,5 м пе-

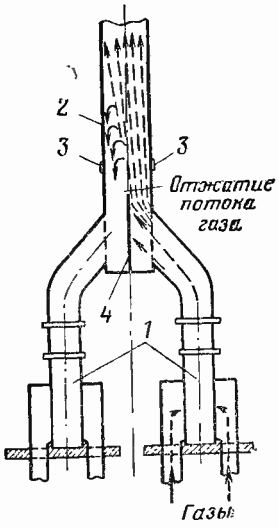


Рис. 15-5. Схема присоединения двух дымососов к общей дымовой трубе.

1 — дымососы; 2 — дымовая труба; 3 — кольца для установки напорных трубок; 4 — разделительная перегородка.

Таблица 15-1

Основные измерения и определения при испытаниях тягодутьевых машин

№ п/п.	При полных испытаниях	При эксплуатационных испытаниях на работающем котлоагрегате	Обозначение	Способ измерения и измерительные приборы
1	Разрежение во всасывающем патрубке вентилятора (дымососа) до и после направляющего аппарата, кгс/м²		$s'_в$	Жидкостные манометры U-образные и наклонные
2	Давление в нагнетательном патрубке вентилятора (дымососа), кгс/м²		$p''_в$	Жидкостные манометры U-образные и наклонные
3	Атмосферное давление, мм рт. ст.		$Б$	Барометр-анероид или ртутный
4	Температура перемещаемой среды до и после машины, °С		$t_{д.в}$	Термопары ТХК или ТХА, термометры сопротивления, ртутные термометры
5		Температура и влажность воздуха в котельной, °С, %	$t_{хз}$; $\varphi_в$	Психрометры, ртутные термометры или термометры сопротивления с вторичным прибором
		Свежий и вторично перегретый пар:	$D_{пп}$	
6		расходы, т/ч	$(D_{вт.п})$	Стационарные паромеры котлоагрегата
7		давление пара кгс/м²	$p''_{пе}$; $p'_{вт.п}$; $p''_{вт.п}$	Пружинные манометры типа МТИ (класса точности 0,6 и 1,0)
8		температура пара, °С	$t''_{пе}$; $t'_{вт.п}$; $t''_{вт.п}$	Термопары ТХК или ТХА с вторичным прибором
9		Температура питательной воды, °С	$t_{п.в}$	Термометры сопротивления с вторичным прибором (мостом)
10		Температура газов за воздухоподогревателем, °С	$T''_{впд}$	Термометры сопротивления или термопары ТХК с вторичным прибором
11		Температура рециркулирующего воздуха, °С	$t_{в.рц}$	Термометры сопротивления или термопары ТХК с вторичным прибором
12		Температура воздуха после вентилятора (при наличии рециркуляции), °С	$t''_з$	То же
13	Расход перемещаемой среды, м³/ч		Q	Напорные трубки или сужающее устройство с дифманометром (см. подробно в тексте)
14	Частота вращения ротора машины, об/мин		n	Ручной счетчик оборотов; тахоскоп или переносный тахометр (часовой, центробежный)
15	Мощность на зажимах, подводимая к электродвигателю вентилятора, кВт		$N_{эл}$	По схеме двух ваттметров с приборами класса 0,2 или 0,5
16	Ток, А		I	Амперметры и вольтметры класса 0,2 или 0,5
17	Напряжение, В		V	
18		Состав уходящих газов у дымососа или после золоуловителя, %	RO_2, O_2; CO; CH_4; H_2	Газоанализаторы (ГХП-3М, ВТИ, хроматограф) с принадлежностями
19		Отбор проб топлива и очаговых остатков на анализ	—	Совки, лопаты, баки, трубки Альнера или ВТИ с циклонами, эжектор
20		Технический состав топлива, %, ккал/кг	$W^р$; $A^р$; $V^г$; $(CO_2)^р_к$; $Q^р_н$	По данным химической лаборатории электростанции или организации, производящей испытания
21		Содержание горючих в очаговых остатках, %	$c^г_{шл}$; $c^г_{пр}$; $c^г_{ун}$	То же
22	Уровень шума		$L_{ср}$	Шумомеры типов Ш-3, Ш-60Н, Ш-63, Ш-71 и спектральные анализаторы шума типа АШ-2М, ОФ-6

Примечания: 1. Температуры воздуха по позициям 11, 12 необходимы для подсчета расхода воздуха через вентилятор с учетом рециркуляции (для случая измерения его расхода до места подсоединения рециркуляции).
2. Измерения по позициям 11 и 12 при испытаниях дымососов не проводятся.

ред направляющими аппаратами. При установке перед направляющими аппаратами плотных клапанов следует располагать точки измерения или между ними и направляющими аппаратами, или перед клапанами. В этом случае пользование плотными клапанами для дросселирования потока недопустимо, так как приводит к искажению измеряемого давления.

Точки измерения статического давления после машины должны располагаться в выходном сечении диффузоров на нагнетании, а при сильном искажении поля скоростей измерение статического давления переносится на другие участки: у вентиляторов — в коллектор перед воздушным подогревателем, у дымососов — к началу борова или к основанию индивидуальной дымовой трубы. При вынужденном удалении точек измерения статического давления от машины создаваемое ею давление будет уменьшено на величину сопротивления элементов тракта на участке от машины до места измерения давления. Статические давления должны измеряться не менее чем в двух точках с каждой боковой стороны входной коробки или диффузора. При круглых газовоздуховодах штуцера должны устанавливаться в четырех точках под углом 90°. Если давления в отдельных точках сечения значительно разнятся, рекомендуется измерения проводить отдельно в каждой точке.

Контроль статического давления в газоходах котельного агрегата, где площади сечения относительно велики и скорости малы, не представляет трудностей. В газовом тракте достаточно измерение разрежения в двух точках каждого сечения с правой и левой сторон газохода с использованием для этого проверенных эксплуатационных точек измерений и установленных в них датчиков.

Измерения статических давлений по воздушному тракту от входа в воздушный подогреватель до горелок, сопл амбразур, мельниц, в коллекторах острого дутья и т. д. также достаточно просты. Следует иметь в виду, что при испытаниях дымососов нередко в нагнетательном патрубке дымососа имеется разрежение, что является результатом самотяги дымовой трубы.

Размеры сечений коробов и каналов, в которых измеряются статические давления, должны быть измерены, что необходимо для подсчета скорости и динамического давления, которое в сумме со статическим давлением определит полное давление в соответствующем сечении.

Измерение мощности. Мощность, потребляемая приводом вентилятора (дымососа), находится измерением энергии, подводимой к двигателю. Методы измерения энергии зависят от привода. При электродвигателе изме-

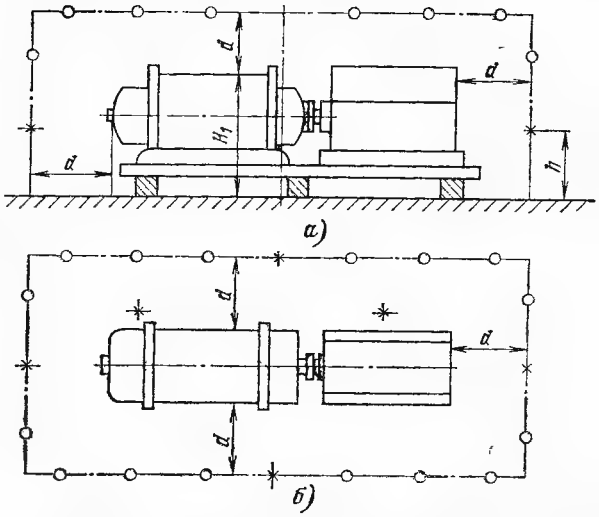


Рис. 15-6. Расположение линий и точек измерений шума. *а* — в вертикальной плоскости; *б* — в горизонтальной плоскости; *x* — основные точки; о — дополнительные точки; *h* — высота измерительной линии над полом ($h=0{,}5H_1$); *d* — расстояние от измерительной поверхности до основных габаритов оборудования ($d=1$ м).

ряют мощность электрического тока или расход электроэнергии (см. гл. 13), а при паровом приводе измеряют расход и параметры пара.

Под мощностью на валу вентилятора (дымососа) понимается мощность, затраченная двигателем на привод вентилятора. Эта мощность в большинстве случаев определяется на стендах измерением крутящего момента на валу вентилятора. При испытаниях в эксплуатационных условиях мощность на валу вентилятора (дымососа) обычно не измеряется, так как это сопряжено со значительными трудностями.

Мощность на валу вентилятора (дымососа), кВт, вычисляют по формуле

$$N_{в}=N_{пот}\eta_{дв}\eta_{пер}, \qquad (15\text{-}4)$$

где $N_{пот}$ — потребляемая мощность привода вентилятора, кВт; $\eta_{дв}$ — к. п. д. двигателя привода; $\eta_{пер}$ — к. п. д. передачи от двигателя к вентилятору или дымососу (0,98 — с муфтой; 0,95 — с клиноременной передачей; 0,9 — с плоскоременной передачей).

Влажность перемещаемой среды. Влажность воздуха (газа) при испытаниях измерять не следует, так как ее учет практически не меняет конечного результата и лежит значительно ниже предела точности эксплуатационных испытаний (см. гл. 13).

Измерение уровня шума. Исследование шума вентилятора (дымососа) при испытаниях проводится с целью выявления уровня и частотного состава шума, наиболее интенсивного его источника и определения мер по снижению шума в источнике. Методика измерений для определения шумовых характеристик должна строго соответствовать требованиям

ГОСТ 8.055-73. Уровень шума должен измеряться вокруг машины на расстоянии 0,8—1,0 м от наружного контура вентилятора (дымососа) в вертикальной и горизонтальной плоскостях в наиболее характерных точках (или через каждые 0,3—0,5 м). Высота расположения линии измерений над полом должна быть равна половине высоты машины (рис. 15-6). Уровень шума в каждой точке измеряется 3—4 раза. Необходимо, чтобы шум посторонних источников был при этом ниже измеряемого на 8—10 децибел (дБ). Уровень шума определяется как среднеарифметическое полученных значений. Результаты измерений представляются в виде шумодиаграмм или в виде таблиц. Измерения для определения шумовых характеристик проводятся при трех-четырех различных режимах работы вентилятора (дымососа), в том числе и при режиме максимального к. п. д. машины. Замеры уровней шума в промышленных условиях могут быть проведены шумомерами, обладающими диапазоном измерений 30—140 дБ, имеющими хорошие частотные характеристики в диапазоне не менее 40—10 000 Гц. Такого типа приборами могут служить шумомеры — транзисторные типа Ш-71 со спектральным анализатором шума типа ОФ-6 (с шириной полосы пропускания 1 октава), а также шумомеры — ламповые типов Ш-3, Ш-60Н и Ш-63 со спектральным анализатором шума типа АШ-2М (с шириной полосы пропускания 1/3 октавы).

15-4. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ ТЯГОДУТЬЕВЫХ МАШИН

Надежные характеристики машин, работающих на общую сеть, могут быть получены только при испытаниях их в совместной работе. Испытание тягодутьевых машин при их параллельной работе следует проводить при одинаковой загрузке обеих машин, что контролируется по показаниям тягомеров и ваттметров. Если имеются предположения, что параллельно работающие машины имеют различные характеристики, то каждая из них испытывается отдельно.

Дроссельные характеристики тягодутьевых машин должны сниматься при изменении производительности имеющимся или специально устанавливаемым в тракте дросселем, не влияющим на условия входа потока среды на рабочее колесо машины. Регулирующие устройства (поворотные направляющие лопатки и т. п.) при этом должны находиться в положении, соответствующем номинальной производительности машины. Если изменение производительности вентилятора осуществляется изменением частоты вращения ротора (например, при применении асинхронных электродвигателей с фазовым ротором, двухскоростных электродвигателей или гидромуфт), то в этом случае должна строго поддерживаться номинальная его частота вращения.

Порядок проведения испытаний следующий:

1) на остановленном котлоагрегате закрывают все заслонки, пускают в работу вентилятор (дымосос) и проводят все измерения при режиме минимального расхода (холостой ход);

2) наблюдая за показаниями амперметра машины, полностью открывают заслонки по тракту, а затем — направляющий аппарат. При этом должно быть измерено сопротивление заслонок;

3) постепенно открывают дроссельную заслонку, наблюдают за нагрузкой электродвигателя по амперметру, не допуская перегрузки двигателя, и проводят измерения при режиме максимального расхода;

4) промежуточные режимы устанавливаются исходя из получения опытных точек с равномерными интервалами по характеристике. Для этого предварительно составляют приближенный график, по оси абсцисс которого откладывают расходы, по оси ординат — динамическое давление или мощность (при измерении ваттметром). Пользуясь этим графиком, по показаниям динамических давлений контрольной напорной трубки находят расходы (или по ваттметрам — мощность) для двух крайних и промежуточных режимов. Регулирующую дроссельную заслонку для промежуточных режимов устанавливают по показаниям контрольной напорной трубки (ваттметра). Более удобно для рассматриваемой цели пользоваться показаниями ваттметров. Полная характеристика должна иметь не менее пяти точек, соответствующих разным режимам (с обязательным дублированием отдельных опытов);

5) динамические давления по сечению для каждого режима измеряются дважды путем перемещения трубок в прямом и обратном направлениях. Если при этом динамические давления одинаковых точек сечения близки между собой (отклонения не более 2—3%), то переходят к следующему режиму. При несовпадении измерений следует их повторить. Все остальные измерения (мощности, давлений, частоты вращения и температуры) проводят каждые 3 мин, причем по каждому режиму делают не менее пяти измерений.

Характеристики машины необходимо снять при различных частотах вращения рабочего колеса (в случаях, когда имеется возможность их регулирования) при полном открытии всех заслонок по тракту. Может представить также интерес снятие характеристик при различной частоте вращения вентилятора и различном

положении дроссельной заслонки для каждой частоты вращения. Испытания проводят обычно при двух постоянных частотах вращения (например, номинальной и 50% номинальной). Характеристики для других частот вращения получают путем пересчета (см. далее).

Производительность и полное давление, создаваемые машиной, устанавливаются в зависимости от сопротивления газовой или воздушной сети, которое соответствует данному расходу среды. При параллельной работе дутьевых вентиляторов на общую сеть всегда необходимо иметь в виду возможную неустойчивость их работы, выражающуюся, как известно, в резких изменениях подачи среды и нагрузки электродвигателей. Это определяется характеристикой сети и главным образом характеристикой работы вентиляторов в данный момент времени.

Длительность опыта при испытании тягодутьевых установок в основном определяется временем, необходимым для определения их производительности. Это время при одновременном измерении расхода всеми установленными напорными трубками составляет на неработающем котле около 20—25 мин. Эксплуатационные испытания тягодутьевых машин должны проводиться при установившемся режиме работы котлоагрегата, которому соответствуют оптимальные избытки воздуха и оптимальное распределение воздуха по шлицам вторичного дутья, минимально возможные присосы и утечки воздуха по газовоздушному тракту.

Количество точек характеристики, снимаемой при эксплуатационных испытаниях (количество опытов) должно быть не менее пяти-шести. Регулирование производительности тягодутьевых машин при их испытаниях на работающем котлоагрегате производится регулирующими органами машин (направляющими аппаратами, изменением числа оборотов гидромуфтами и др.).

При регулировании производительности вентилятора направляющим аппаратом дроссельная характеристика не может быть снята, так как направляющий аппарат располагается в непосредственной близости от рабочего колеса и это позволяет правильно измерить статическое давление на входе в вентилятор. При измерении же статического давления перед направляющим аппаратом в него войдет и сопротивление этого аппарата. Поэтому если кроме направляющего аппарата в тракте имеются заслонки, то для снятия дроссельной характеристики регулирование работы машины производится заслонкой при полностью открытом направляющем аппарате. Если же в тракте отсутствуют заслонки, то регулирование машины производят направляющим аппаратом. В этом случае приходится ограничиваться снятием только одной точки дроссельной характеристики, которая получается при полностью открытом направляющем аппарате. Для остальных режимов определяют только полное давление на выходе из машины, ее производительность, мощность, потребляемую электродвигателем, и удельный расход электроэнергии на 1 т пара. Испытания проводят при установившемся режиме работы котлоагрегата в течение 3 ч с периодичностью записи показаний приборов, относящихся к пароводяному, газовому и воздушному трактам котлоагрегата, через каждые 5 мин, а расходомеров и ваттметров — через 2 мин. После окончания испытания на одном режиме изменяют производительность котлоагрегата и повторяют все измерения на следующем режиме. Испытания на всех 5—6 режимах должны быть проведены в 1—2 дня.

15-5. ОБСЛЕДОВАНИЕ ГАЗОВОГО И ВОЗДУШНОГО ТРАКТОВ

Как уже отмечалось, характеристики сопротивления газовоздушного тракта необходимы для суждения о соответствии установленных тягодутьевых машин данному котельному агрегату и виду сжигаемого топлива, а также для сопоставления фактических сопротивлений с расчетными.

Характеристикой газового (воздушного) тракта котлоагрегата называется зависимость сопротивления всего тракта или его элементов от расхода газа (воздуха) через тракт. Каждый вентилятор (дымосос) создает полное давление, соответствующее сопротивлению тракта, на который он работает. Поэтому рабочему режиму машины соответствует точка пересечения ее характеристики с характеристикой суммарного сопротивления тракта. Обследование газовоздушных трактов может производиться самостоятельно при испытаниях котельного агрегата или при эксплуатационных испытаниях вентиляторов и дымососов.

Диапазон изменения производительности котлоагрегата и соответственно расхода газов или воздуха при обследовании трактов должен быть возможно широким в пределах эксплуатационных возможностей котельного агрегата. Для построения кривых сопротивления тракта требуется не менее четырех точек, из которых две должны соответствовать предельным значениям расходов и две промежуточным. Сопротивления газовоздушного тракта должны изменяться при оптимальных условиях работы котлоагрегата (оптимальный избыток воздуха, минимальные присосы, очищенные поверхности нагрева).

При обследовании трактов должны измеряться:

расходы свежего и вторичного перегретого пара;

параметры пара и температуры питательной воды;

статическое давление за каждым элементом тракта;

температура среды за каждым элементом тракта;

содержание RO_2 в газах за пароперегревателем (для определения избытка воздуха), за воздушным подогревателем и за дымососами (для определения присосов воздуха при испытаниях). Для определения потери с химической неполнотой горения требуется, кроме того, анализ газа на RO_2 и O_2 (для топлив, бедных летучими, — АШ, тощий уголь) или полный анализ газа (для остальных топлив);

расход газов; расход воздуха, прошедшего через вентилятор и идущего на мельницы, горелки, к соплам амбразур шахтных мельниц, на отдельные виды дутья (для последующего определения скоростей и полного давления в данном сечении). Определение расхода среды через отдельные участки тракта особенно важно в тех случаях, когда скорости потока в исследуемом участке при различных нагрузках котлоагрегата значительно изменяются. Полное сопротивление газового тракта (с учетом самотяги) определяется как разность полных давлений перед направляющими аппаратами дымососов и за ними, а воздушного тракта — полным давлением за дутьевым вентилятором с прибавлением сопротивления заборного короба.

Ввиду небольших скоростей газов, а следовательно, и динамических давлений ($h_д = 2 \div 4$ кгс/м^2) на участках от верха топки до золоуловителей сопротивление элементов газового тракта определяется только по статическому давлению.

В общем случае сопротивление сети, кгс/м^2,

$$\Delta H_c = \rho \frac{Q^2 K}{g}. \qquad (15\text{-}5)$$

В действительности, как показали исследования ОРГРЭС, кривые сопротивлений газовоздушных трактов котлоагрегатов имеют характер, близкий к параболическому, и выражаются следующей зависимостью, кгс/м^2,

$$\Delta H_c = \rho \frac{Q^{1,8} K}{g}, \qquad (15\text{-}6)$$

где Q — расход перемещаемой среды через сеть, м^3/ч; ρ — плотность среды в рабочих условиях, кгс/м^3; K — коэффициент пропорциональности, зависящий от состояния и размера коробов, количества и конфигураций изгибов, наличия и конструкции заслонок, а также других особенностей сети. Коэффициент K находится в каждом отдельном случае опытным путем.

15-6. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ ИСПЫТАНИЙ И ИХ АНАЛИЗ

После окончания испытаний тягодутьевых машин проводятся проверка и разметка журналов наблюдений, подсчет средних значений, введение необходимых поправок на неточности показаний приборов и, наконец, подсчет расхода среды, соответствующих давлений, мощности и к. п. д.

Материалы испытаний обрабатываются следующим образом.

1. Подача вентилятора Q, м^3/ч, подсчитывается по скорости потока согласно измеренным динамическим давлениям и площади поперечного сечения, в котором производилось измерение, или же согласно указаниям гл. 8 при измерениях с помощью сужающего устройства.

При отсутствии измерительных участков, обеспечивающих представительное определение расхода газов (воздуха) в процессе испытаний тягодутьевых устройств на работающем котлоагрегате, производительность не измеряется. В этом случае искомый расход газа определяется по формулам:

а) для расхода газов, м^3/ч,

$$Q_г = V_{у.г} B \frac{273 + T''_д}{273} \frac{760}{Б - \frac{s'_д}{13,6}}; \qquad (15\text{-}7)$$

б) для расхода воздуха, м^3/ч,

$$Q_в = K_в V_0 \alpha''_{п.п} B \frac{273 + t'_{д.в}}{273} \frac{760}{Б + \frac{p''_{д.в}}{13,6}}, \qquad (15\text{-}8)$$

где $V_{у.г}$, V_0 — соответственно полный объем уходящих газов и теоретически необходимое количество воздуха для полного сжигания 1 кг топлива, м^3/кг, подсчитанные по элементарному составу сжигаемого топлива с учетом механического недожога формул (14-59), (14-74); $K_в$ — коэффициент, учитывающий утечки воздуха по тракту (может быть оценен равным 1,05—1,10); $T''_д$ — температура газов за дымососом, °С; $t'_{д.в}$ — температура воздуха, поступающего к вентилятору, °С; B — часовой расход топлива, определенный непосредственным взвешиванием или по обратному тепловому балансу котла, кг/ч; $s'_д$ — разрежение перед дымососом, кгс/м^2; $p''_{д.в}$ — статическое давление за вентилятором, кгс/м^2.

2. Динамическое давление до машины и за ней подсчитывается по скорости перемещаемой

среды в сечениях измерения статического давления, кгс/м²,

$$\left.\begin{aligned} H'_{д} &= \frac{\rho}{2g} w^2_1; \\ H'_{д} &= \frac{\rho}{2g} w^2_2, \end{aligned}\right\} \qquad (15\text{-}9)$$

где w_1, w_2 — соответственно скорость среды на входе и выходе из машины, м/с.

Эти скорости, м/с, определяются по формулам

$$\left.\begin{aligned} w_1 &= \frac{Q_1}{3600F_1}; \\ w_2 &= \frac{Q_2}{3600F_2}, \end{aligned}\right\} \qquad (15\text{-}10)$$

где F_1, F_2 — соответственно площади сечений всасывающего и нагнетательного патрубков машины в местах измерений статического давления, м².

3. Плотность среды (газа, воздуха) для измеряемого потока, кг/м³,

$$\rho = \rho_0 \frac{\left(Б \pm \frac{p_в}{13,6}\right) 273}{760\,(273 + t)}, \qquad (15\text{-}11)$$

где ρ_0 — средняя плотность газа (воздуха) при температуре 0°С и барометрическом давлении 760 мм рт. ст. (для воздуха ρ_0=1,293 кгс/м³, для дымовых газов различных топлив определяется по рис. 15-7), кгс/м³; t — средняя температура измеряемой среды, °С.

При наличии в потоке взвешенных частиц (зола, угольная пыль) к найденному значению плотности вносится поправка на их концентрацию:

$$\rho_\mu = \rho\,(1 + \mu), \qquad (15\text{-}12)$$

где μ — концентрация взвешенных частиц, г/м³.

4. Полное давление, создаваемое вентилятором (дымососом), кгс/м²,

$$H_п = H''_п - H'_п, \qquad (15\text{-}13)$$

где $H''_п = H''_д \pm H''_{ст}$; $H'_п = H'_д \pm H'_{ст}$; индекс ′ соответствует входу в вентилятор; индекс ″ соответствует выходу из вентилятора; знак плюс соответствует статическому давлению; знак минус — статическому разрежению.

Для машин без всасывающей сети полное давление, кгс/м²,

$$H_п = H''_д + H''_{ст}. \qquad (15\text{-}14)$$

5. Статическое давление вентилятора (дымососа), кгс/м²,

$$H_{ст} = H_п - H''_д. \qquad (15\text{-}15)$$

6. Полный к. п. д. вентиляторной установки, %,

$$\left.\begin{aligned} &\eta_у = \frac{QH_п}{102 \cdot 3600 N_{эл}} 100; \\ &\text{полный к. п. д. машины, \%}, \\ &\eta_{вен} = \frac{\eta_у}{\eta_{эл}}, \end{aligned}\right\} \qquad (15\text{-}16)$$

где $\eta_{эл}$ — к. п. д. электродвигателя, определяемый по паспорту или данным каталогов заводов-изготовителей в зависимости от типа и загрузки электродвигателя.

Если по данному типу электродвигателей нет паспортных или табличных данных, то к. п. д. находится из формулы (13-26).

Коэффициент полезного действия вентилятора при перемещении им запыленного потока, %,

$$\eta_\mu = \frac{QH\,(1 + a_0\mu)}{3600 \cdot 102 N_{эл}\eta_{эл}} 100, \qquad (15\text{-}17)$$

где a_0 — опытный коэффициент, учитывающий влияние взвешенных частиц (угольной пыли, золы, и т. п.) в потоке на увеличение мощности, потребляемой вентилятором. Для центробежных вентиляторов a_0=1, а для осевых вентиляторов находится экспериментальным путем.

При подсчете к. п. д. тягодутьевых машин для случаев передачи вращения через гидромуфты следует учитывать к. п. д. (потери от скольжения), определяемый по приближенной формуле, %,

$$\eta_{гм} = (0,98 \div 0,97)\frac{n_1}{n},$$

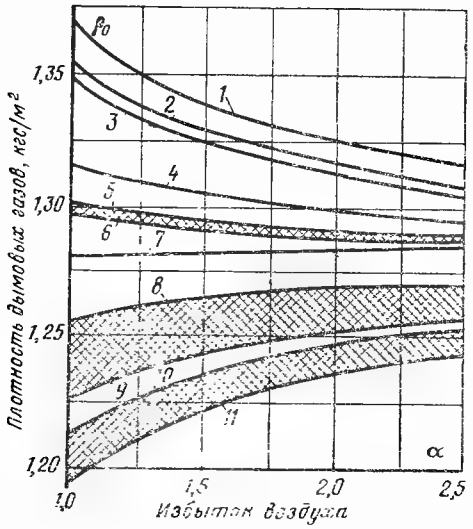


Рис. 15-7. Плотность дымовых газов для различных значений избытков воздуха и различных топлив.

1 — АШ; *2* — тощий уголь; *3* — кизеловский каменный уголь; *4* — бурый уголь (челябинский); *5* — мазут малосернистый; *6* — мазут сернистый; *7* — подмосковный бурый уголь; *8* — кусковой торф; *9* — фрезерный торф; *10* — природный газ и *11* — газ коксовых печей (очищенный).

Таблица 15-2

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА

результатов испытаний вентилятора №_____ типа _____ котлоагрегата №_____

(на неработающем котлоагрегате)

Наименование	Обозначение	Единица измерения	Способ определения	Номера режимов	
Дата и время опыта	—	—	—		
Температура воздуха (газа)	$t_в$	°C	Из подсчета средних значений		
Барометрическое давление	$Б$	мм рт. ст.	То же		
Частота вращения ротора	n	об/мин	» »		
Плотность среды:					
в условиях опыта	$\rho_{оп}$	кг/м³	$\rho_{оп} = \rho_0 \frac{273}{273 + t_в} \times \frac{Б \pm p_в/13,6}{760}$		
при расчетных параметрах	$\rho_{рас}$	кг/м³	По техническим условиям		
Разрежение на всасывающей стороне машины	$s'_в$	кгс/м²	Из подсчета средних значений		
Давление на нагнетании	$p''_в$	кгс/м	То же		
Динамическое давление:					
в месте измерения расхода	$h_д$	кгс/м	Из подсчета средних значений		
на всасывающей стороне машины	$H'_д$	кгс/м	$H'_д = \frac{\rho_{оп}}{19,62} (w^2)'_в$		
на нагнетании	$H''_д$	кгс/м	$H''_д = \frac{\rho_{оп}}{19,62} (w^2)''_в$		
Скорость среды при входе:					
в вентилятор	$w'_в$	м/с	$w'_в = Q \frac{1}{3600 F'}$		
на выходе из вентилятора	$w''_в$	м/с	$w''_в = Q \frac{1}{3600 F''}$		
Производительность вентилятора:					
измеренная	Q	м³/ч	$Q = 15948 F \sqrt{\frac{h_д}{\rho_{оп}}}$		
приведенная к расчетной частоте вращения	$Q_{пр}$	м³/ч	$Q_{пр} = Q \frac{n_р}{n}$		
Полное давление потока:					
перед вентилятором	$H'_п$	кгс/м²	$H'_п = H'_д + s'_в$		
за вентилятором	$H''_п$	кгс/м²	$H''_п = H''_д \pm p''_в$		
Полное давление, создаваемое вентилятором:					
измеренное	$H_п$	кгс/м²	$H_п = H''_п - H'_п$		
приведенное к расчетным параметрам ($n_р, \rho_р$)	$H_п^{пр}$	кгс/м²	$H_п^{пр} = H_п \left(\frac{n_р}{n}\right)^2 \frac{\rho_р}{\rho_{оп}}$		
Потребляемая мощность электродвигателем от сети:					
измеренная	$N_{эл}$	кВт	Из подсчета средних значений		
приведенная к расчетным параметрам ($n_р$, $\rho_р$)	$N_{эл}^{пр}$	кВт	$N_{эл}^{пр} = N_{эл} \left(\frac{n_р}{n}\right)^3 \frac{\rho_р}{\rho_{оп}}$		
Ток	I	А	Из подсчета средних значений		
Напряжение	V	В	То же		
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	—	По графику рис. 13-12 или по формуле (13-21)		
Коэффициент полезного действия:					
установки	$\eta_{уст}$	%	По формуле (15-16)		
электродвигателя	$\eta_{эл}$	%	По паспорту или каталогу		
вентилятора	$\eta_в$	%	$\eta_в = \eta_{уст} : \eta_{эл}$		

Примечание. F, F', F'' — соответственно площади сечения воздуховода в месте измерения расхода во всасывающем и нагнетательном патрубках вентилятора, м².

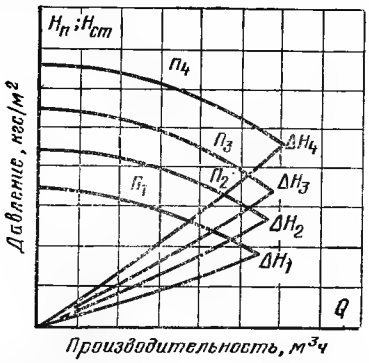


Рис. 15-8. Характеристики вентиляторов при разных частотах вращения рабочего колеса машины.

где n_1 и n — соответственно частота вращения ведомого и ведущего валов, об/мин; 0,98—0,97 — значения к. п. д. гидромуфты при номинальной нагрузке.

После подсчета значений всех перечисленных величин заполняется сводная таблица (табл. 15-2) результатов испытаний и по ней строятся характеристики работы вентилятора (дымососа).

Для случаев, когда вентилятор испытывался при различных частотах вращения, характеристики строятся для каждой частоты вращения. На рис. 15-8 представлен пример изменения полных давлений вентилятора в зависимости от его производительности при разных частотах вращения; здесь же нанесены и кривые изменения сопротивлений сети.

Если частота вращения вентилятора в опытах отличалась от ее номинального значения более чем на 0,5—1,0%, то для сравнения с номинальными данными опытные значения, м³/ч, кгс/м² и кВт, пересчитывают по формулам

$$\left.\begin{aligned} Q_2 &= Q_1 \frac{n_2}{n_1}; \\ H_2 &= H_1 \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^2; \\ N_2 &= N_1 \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^3. \end{aligned}\right\} \qquad (15\text{-}18)$$

В эксплуатации котельного агрегата дутьевые вентиляторы работают при температурах, часто значительно отличающихся от полученных при испытаниях (работа вентилятора с рециркуляцией воздуха). Для возможности анализа работы машины при эксплуатационных условиях ее характеристика должна быть приведена к фактическим температурам среды по формулам, кгс/м², кВт

$$\left.\begin{aligned} H^э_п &= H_п \frac{\rho_э}{\rho_и}; \\ N^э_в &= N^и_в \frac{\rho_э}{\rho_и}, \end{aligned}\right\} \qquad (15\text{-}19)$$

где индекс «э» относится к величинам, соответствующим эксплуатационным условиям, а индекс «и» — к значениям, полученным при испытаниях. Для возможности сравнения полученных характеристик с паспортными (каталожными) данные испытаний пересчитываются по формулам (15-19), в которых $t_э$ и $\rho_э$ заменяются соответствующими паспортными значениями.

График характеристик тягодутьевых машин должен иметь координатную сетку, общую для всех величин. Все шкалы должны начинаться от нуля и содержать в одной клетке любого размера $1 \cdot 10^n$; $2 \cdot 10^n$; $5 \cdot 10^n$ единиц шкалы, где n — целое положительное число или нуль.

Для построения полученной при испытаниях характеристики параллельной работы вентиляторов и сравнения ее с заводской характеристикой необходимо нанести на общий график характеристики каждого из вентиляторов в отдельности и построить суммарную характеристику $H_{пар} = f(Q_{сум})$ вентиляторов (рис. 15-9). Суммарная характеристика строится путем увеличения абсцисс (подачи) по

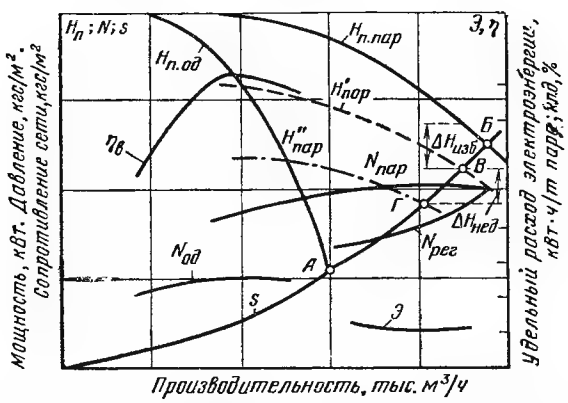


Рис. 15-9. Характеристики одиночной и параллельной работы машин.

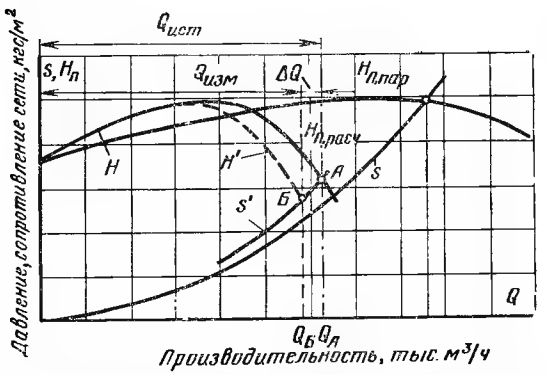


Рис. 15-10. Совмещенные характеристики машин и тракта.

каждой ординате (давлений) пропорционально числу машин. Соответственно суммируется и потребная мощность. Правильность выбора установленных тягодутьевых машин проверяется сопоставлением их характеристики с характеристиками газовоздушного тракта (рис. 15-10). Наиболее характерными при этом являются следующие варианты сочетаний характеристик (рис. 15-9).

1. Параллельная работа машин при полной их загрузке обеспечивает номинальную паропроизводительность котлоагрегата на расчетном топливе (точка *В*). Данный пример свидетельствует о правильности выбора тягодутьевых машин для газовоздушного тракта котлоагрегата.

2. Номинальная паропроизводительность котлоагрегата обеспечивается параллельной работой машин при их неполной загрузке. Рассматриваемый случай (точка *Б*) указывает на наличие избытка давления ($\Delta H_{изб}$) у данных машин. В этом случае избыток давления уменьшается аэродинамическим путем (направляющими аппаратами и т. п.) или механически (изменением частоты вращения).

3. Номинальная производительность котлоагрегата не обеспечивается при максимальной загрузке тягодутьевых устройств (точка *Г*). Это свидетельствует о недостатке развиваемого давления ($\Delta H_{нед}$) установленными машинами. В этих случаях необходимы частичная или полная реконструкция машин, а также уменьшение в отдельных случаях сопротивления тракта.

Сопоставление полученной характеристики тракта с расчетной должно проводиться с учетом скорости и плотности среды в отдельных элементах тракта, так как при испытаниях эти показатели могут отличаться от расчетных. Полученное при испытаниях сопротивление, кгс/м^2, пересчитывается на расчетные параметры по формуле

$$\Delta H'_{и} = \Delta H_{и}\left(\frac{Q_р}{Q_и}\right)^2 \frac{273 + t_и}{273 + t_р}, \qquad (15\text{-}20)$$

где $\Delta H'_{и}$ и $\Delta H_{и}$ — соответственно сопротивление, полученное при испытаниях, и приведенное к расчетным параметрам, кгс/м^2; $Q_р$, $Q_и$, $t_р$ и $t_и$ — расходы и температуры газов (расчетные и полученные при испытаниях).

При анализе характеристик параллельно или одиночно работающих машин может оказаться, что кривая $Q=H$ почти совпадает с заводской характеристикой в левой ее части, правая же часть кривой располагается ниже соответствующей части заводской характеристики. В других случаях полученные кривые давления и мощности не достигают расчетных, а кривые к. п. д. близки к ним. Первый случай свидетельствует о том, что полное давление машины определено в сумме с сопротивлением примыкающего к ней участка тракта, неудачного в аэродинамическом отношении. В результате этого полное давление машины и ее к. п. д. снижаются за счет ухудшения аэродинамических условий работы лопаточного аппарата. Во втором случае причиной снижения давления и мощности может быть несоответствие расчетных углов лопаток рабочих колес или же ошибки измерения расходов и отнесение к этим расходам несоответствующих им давления и мощности. Увеличенные зазоры между входной воронкой и рабочим колесом машины приводят к одновременному повышению давления и мощности против расчетных. В случае работы одной машины при максимальной загрузке через примыкающий к ней участок тракта проходит значительно больше газов, чем при ее работе в параллель. В связи с этим сопротивление тракта при одиночно работающей машине повышается и кривая тракта s' (см. рис. 15-10) проходит выше кривой, соответствующей работе двух машин, т. е. производительность одной машины снижается. Ранее уже указывалось на возможность занижения расхода среды при неплотном отключении работающей машины от остановленной. В этом случае кривая давления H' пересечется с кривой сопротивления s' в точке *Б*, т. е. действительная производительность машины уменьшается еще в большей степени ($\Delta Q = Q_A - Q_Б$), что часто отмечается при испытаниях.

15-7. ПОГРЕШНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ К. П. Д. ВЕНТИЛЯТОРА (ДЫМОСОСА)

Определение к. п. д. вентилятора представляет совокупное измерение, поэтому вероятная относительная погрешность, %,

$$\sigma_{\eta_{зен}} = \sqrt{(\sigma_Q)^2 + (\sigma_{H_п})^2 + (\sigma_{N_{эл}})^2 + (\sigma_{\eta_{эл}})^2}, \qquad (15\text{-}21)$$

где σ_Q — среднеквадратичная относительная погрешность определения производительности, %; $\sigma_{H_п}$ — среднеквадратичная относительная погрешность в определении полного давления, создаваемого вентилятором, %; $\sigma_{N_{эл}}$ — среднеквадратичная относительная погрешность при измерении мощности, %; $\sigma_{\eta_{эл}}$ — среднеквадратичная относительная погрешность определения к. п. д. электродвигателя по его паспортным данным, %.

При правильной организации измерений, тщательном проведении опытов и устойчивом режиме работы тягодутьевой установки среднеквадратичная погрешность определения к. п. д. составляет ±2,0—2,5%. Однако с учетом неизбежных при испытании колебаний загрузки вентилятора следует считать реальной возможную погрешность в определении к. п. д. вентилятора ±(2,5—3,0) %.

15-8. СОСТАВЛЕНИЕ ОТЧЕТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСПЫТАНИЙ

По окончании обработки результатов испытаний тягодутьевых устройств котлоагрегата и построении основных характеристик [H_n; $H_{ст}$; $N_в$; $\eta_в = f(Q)$] составляется технический отчет, к которому прилагаются сводная таблица результатов испытаний машины (см. форму табл. 15-2), графики характеристик машины и тракта, данные по тарировке приборов, воздуховодов (газоходов) и схемы с расположением мест измерений.

Рекомендуется следующий план технического отчета.

Введение, где описывается объект испытания (вентилятор или дымосос), приводятся проектные параметры оборудования, краткое изложение целей и задач испытания, а также программа испытания. Если испытания являются приемо-сдаточными, то должны быть сделаны ссылки на соответствующие договорные документы и технические условия.

В разделе «Методика испытаний» описываются условия и режимы испытаний способы измерения, применяемая аппаратура, приводятся основные формулы, по которым обрабатывались опытные данные.

В разделе «Результаты испытания» приводится анализ полученных данных при испытании, сравнение с гарантийными данными, а также указания о степени точности полученных результатов. Анализируются построенные графические характеристики.

В выводах и предложениях в краткой форме даются заключение о работе тягодутьевой установки, оценка ее экономических показателей, соответствие газовоздушному тракту и предложения по повышению ее экономичности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Авдеева А. А.** Контроль сжигания газообразного топлива. М., «Энергия», 1971. 256 с.

2. **Авдеева А. А., Белосельский Б. С., Краснов М. Н.** Контроль топлива на электростанциях. М., «Энергия», 1973. 384 с.

3. **Авдеева А. А., Веткина Г. И.** Искажения газовой пробы после определения кислорода в продуктах горения на аппаратах ВТИ и Орса. — «Теплоэнергетика», 1964, № 5, с. 93—94.

4. **Авдеева А. А.** Применение хроматографического метода для контроля коррозионных процессов. — «Теплоэнергетика», 1966, № 4, с. 88—90.

5. **Авдеева А. А., Маринов Р. А.** Работа турбогенераторов ТВВ-320-2 при попадании водорода в водяную систему охлаждения обмотки статора. — «Электрические станции», 1970, № 4. с. 43—51.

6. **Авдеева А. А., Маринов Р. А., Синицына А. И.** Хроматографический метод определения влажности газообразных сред. — «Теплоэнергетика», 1975, № 4, с. 92—93.

7. Альбом чертежей приспособлений и измерительной аппаратуры для проведения типовых экспериментально-наладочных работ на котельном оборудовании тепловых электростанций. М., СЦНТИ ОРГРЭС, 1972. 304 с.

8. **Бабаджанян Л. А., Гольденфон А. К.** Методика испытаний судовых котлов. Л., «Судостроение», 1955. 380 с.

9. **Балашов Ю. В.** Расчет допустимых температурных градиентов в барабанах паровых котлов высокого давления. — «Электрические станции», 1972, № 9, с. 26—28.

10. **Увеличение** регулировочного диапазона блоков 200 МВт, работающих на тощем угле. — «Электрические станции», 1971, № 6, с. 72—74. Авт.: Э. Л. Барабанов, А. И. Глинкин, А. Т. Мовчан, А. Г. Ткачук, В. С. Покладов.

11. **Бошняк Л. Л.** Измерения при теплотехнических исследованиях. Л., «Машиностроение», 1974. 448 с.

12. **Верховский Н. К. и др.** Сжигание высокосернистого мазута на электростанциях. М., «Энергия», 1970. 448 с.

13. **Внуков А. К.** Экспериментальные работы на парогенераторах. М., «Энергия», 1971. 295 с.

14. **Внуков А. К.** Надежность и экономичность котлов для газа и мазута. М., «Энергия», 1966. 368 с.

15. **Волосов С. М.** Измерение температуры газового потока. — В кн.: Исследование процессов горения натурального топлива. М., Госэнергоиздат, 1948, с. 29—32.

16. Международный стандарт ISO 1953—72(A). «Антрацит. Методы ситового анализа», с. 31.

17. **Опыт** освоения и эксплуатации малогабаритного парогенератора под наддувом с газоплотными панелями. — «Электрические станции», 1971, № 11, с. 62—65. Авт.: Г. М. Гамер, Н. В. Голованов, М. А. Ицковский, Б. Д. Кацнельсон, А. А. Попов, К. А. Бургвиц.

18. **Исследование** работы энергоблока 300 МВт с котлом ТГМП-114 при скользящем давлении на частичных нагрузках. — «Электрические станции», 1971, № 12, с. 23—28. Авт.: Е. Е. Говердовский, Б. Я. Директор, В. М. Калиничев, Г. Е. Келин, А. Я. Кроль, В. С. Поляков.

19. **Автоматический** перевод энергоблока 200 МВт на нагрузку собственных нужд. — «Электрические станции», 1974, № 1, с. 67—69. Авт.: Е. Е. Говердовский, В. Ф. Копин, И. Д. Лисанский, П. В. Варью.

20. **Исследование** режимов работы котла ТПП-210А при скользящем давлении среды. — «Электрические станции», 1974, № 5, с. 19—22. Авт.: Л. В. Голышев, В. Г. Лисовой, В. Л. Белоцерковский, М. Г. Теплицкий.

21. **Гольберт К. А., Вигдергауз М. С.** Курс газовой хроматографии. М., «Химия», 1974. 376 с.

22. **Гордов А. Н.** Основы пирометрии. М., «Металлургия», 1967.

23. **Гордон Г. М., Пейсахов И. Л.** Контроль пылеулавливающих установок. М., «Металлургия», 1973. 384 с.

24. **Горностаев Л. С.** Анализ тепловой экономичности и вопросы нормирования эксплуатационных показателей ТЭС. Автореф. дис. на соиск. учен. степени канд. техн. наук. М., 1973, с. 33 (МЭИ).

25. **Гофайзен А. В., Гомболевский В. И.** Исследование пусковых потерь на блоке 800 МВт. — «Теплоэнергетика», 1973, № 9, с. 30—34.

26. **Освоение** работы энергоблоков 300 МВт с котлами ПК-39 в режиме скользящего давления. — «Электрические станции», 1971, № 12, с. 28—31. Авт.: О. Н. Дегтев, С. И. Казаринов, В. Г. Чакрыгин и др.

27. **Дешкин В. Н.** Методика испытания и исследования котельных установок. Л., Машгиз, 1947. 314 с.

28. **Дзалаев М. И., Правдиков В. Н.** Упрощение методики ОРГРЭС по определению присосов в топочные

91172

камеры котлов. — «Электрические станции», № 6, 1964, с. 9—11.

29. **Перевод** энергоблока 200 МВт с барабанными котлами на нагрузку собственных нужд при отключении генератора от сети. — «Электрические станции», 1972, № 1, с. 35—38. Авт.: В. И. Доброхотов, Е. Е. Говердовский, Н. М. Долгоносов, В. Ф. Конин, И. Д. Лисанский, С. В. Петров, А. А. Финкевич, А. Ф. Сычев.

30. **В. М. Вигак, С. В. Фальковский, А. Д. Горешник, Б. В. Мащенко.** Допустимые температурные напряжения и скорости прогрева (расхолаживания) толстостенных паропроводов. М., «Энергия», 1975. 320 с.

31. **Дуэль М. А. Горелик А. Х., Марьенко А. Ф.** Автоматическое управление энергоустановками в пусковых режимах. Киев, «Техника», 1974. 152 с.

32. **Единые** технические условия на приемку и методы испытаний паровых котлов. Рекомендации по стандартизации РС 4657-74, группа Е29. Постоянная комиссия СЭВ по машиностроению. М., 1974. 113 с.

33. **Жаростойкость** пароперегревательных труб в зависимости от вида сжигаемого топлива. «Теплоэнергетика», 1973, № 5, с. 66—70. Авт.: В. Ф. Злепко, В. А. Локшин, Н. П. Воронов.

34. **Инструкция** для гарантийных испытаний паровых котлов ČSN № 070302. Чехословацкая государственная норма. Прага, Институт нормализации, 1961. 58 с.

35. **Инструкция** и методические указания по нормированию удельных расходов топлива на тепловых электростанциях. М., БТИ ОРГРЭС, 1966. 260 с.

36. **Инструкция** по обслуживанию системы бесступенчатого регулирования скорости двигателей питателей топлива. М., СЦНТИ ОРГРЭС, 1970. 40 с.

37. **Инструкция** по составлению технического отчета о тепловой экономичности работы электростанций. М., СЦНТИ ОРГРЭС, 1971. 80 с.

38. **Требования** к оборудованию тепловых электростанций при разуплотнении суточных графиков электрической нагрузки. Информационное сообщение № Т-13/70. М., СЦНТИ ОРГРЭС, 1970. 36 с.

39. **Исследование** переменных режимов работы барабана котла ТГМ-94. Информационное сообщение № Т-34/70. М., СЦНТИ ОРГРЭС, 1970. 22 с.

40. **Маятниковый** расходомер пульпы в золошлакопроводах. Информационный листок Т-10/71. М., Информэнерго, 1971. 10 с.

41. **Исследование** температурных полей газоплотных стенок из плавниковых труб. Научные сообщения Саратовского политехнического института, 1974, вып. 7, 80 с.

42. **Вопросы** надежности работы мощных пылеугольных котлов сверхкритического давления при их переводе на сжигание мазута. — «Теплоэнергетика», 1972, № 12, с. 56—60. Авт.: Д. Л. Итман, А. Л. Шварц, А. Д. Горбаненко, Ю. П. Енякин.

43. **Кадашевич А. Е.** Измерение температуры пламени. М., Металлургиздат, 1961. 218 с.

44. **Казаров С. А., Михайлов С. Я.** Режимы работы и вопросы надежности головного газоплотного котлоагрегата ТГМП-324. — «Электрические станции», 1974, № 8, с. 8—10.

45. **Температурный** режим нижней радиационной части котла ПК-41 при пусках и остановках. — «Электрические станции», 1973, № 7, с. 25—27. Авт.: Б. Я. Каменецкий, М. Е. Шицман, В. И. Мякас.

46. **Новые** требования к паротурбинным энергоблокам для покрытия пиков нагрузки и участия в аварийном регулировании частоты и активной мощности. — «Электрические станции», 1972, № 3, с. 18—22. Авт.: И. И. Кириллов, О. В. Щербачев, В. А. Иванов.

47. **Киселев А. В., Яшин Я. И.** Газоадсорбционная хроматография. М., «Наука», 1967. 256 с.

48. **Ключников А. Д.** К методу определения действительной температуры газового потока по показаниям двух термопар. — «Теплоэнергетика», 1966, № 12, с. 80—83.

49. **Комаров А. М., Купцов А. П. и Смирнов Б. Н.** Методика испытаний тяго-дутьевых установок. М., Госэнергоиздат, 1957. 78 с.

50. **Куликовский Л. Ф., Бровкин Л. А., Лихтциндер Б. Я.** Автоматические приборы с бесконтактными компенсирующими преобразователями. М., «Энергия», 1967. 129 с.

51. **Логинов Б. И.** Эксплуатационные испытания котлоагрегатов. М., Госэнергоиздат, 1952. 101 с.

52. **Локшин В. А., Гладилин В. И.** Повышение надежности работы парогенерирующих элементов котлов с наклонным расположением труб. — «Теплоэнергетика», 1974, № 2, с. 38—40.

53. **Лохматов В. М.** Контрольно-измерительные приборы в газовом хозяйстве. Л., «Недра», 1974. 336 с.

54. **Мадоян А. А.** Особенности температурного режима котельного барабана при растопках и остановах агрегата. — «Электрические станции», 1972, № 1, с. 44—46.

55. **Макаров А. Н., Шерман М. Я.** Расчет измерительных и регулирующих дроссельных устройств. М., Металлургиздат, 1953. 280 с.

56. **Максимов А. И., Мадоян А. А.** Экспресс-метод для определения присосов холодного воздуха. — «Электрические станции», 1960, № 9, с. 72—73.

57. **Мейкляр М. В.** Паровые котлы электростанций. М., «Энергия», 1974. 312 с.

58. **Методика** теплотехнических испытаний судовых паровых установок. Под ред. П. И. Струмие. Л., ЦНИМФ, 1962. 119 с.

59. **Миронов В. Д., Харченко М. Г.** Автоматический газодинамический пирометр для измерения температуры газов в топочных устройствах. — «Теплоэнергетика», 1973, № 7, с. 80—82.

60. **Миронов С. Н.** Организация и регулирование режимов камерного сжигания угольной пыли. М., «Энергия», 1972. 152 с.

61. **Температурный** режим барабанного котла ТП-100 при ускоренных пусках моноблока 220 МВт. — «Электрические станции», 1972, № 9, с. 22—26. Авт.: Г. И. Мосеев, А. А. Бельский, А. И. Тугов.

62. **Сокращение** продолжительности пуска моноблока 200 МВт с барабанным котлом. — «Теплоэнергетика», 1971, № 6, с. 9—14. Авт.: Г. И. Мосеев, М. А. Трубилов, Г. Д. Авруцкий, А. А. Бельский, В. Б. Виноградов, В. Ф. Гуторов, В. К. Дунаевский.

63. **Исследование** парогенератора ТГМ-94 энергоблока 160 МВт при работе в регулировочном диапазоне нагрузок. — «Теплоэнергетика», 1976, № 2, с. 5—9. Авт.: Г. И. Мосеев, А. И. Тугов, И. С. Лазаренко.

64. **Мурин Г. А.** Теплотехнические измерения. М., «Энергия», 1968. 584 с.

65. **Ногаре С. Д., Джувет Р. С.** Газожидкостная хроматография. М., «Недра», 1966. 472 с.

66. **Номенклатура** и перечни измерительной аппаратуры и материалов для проведения типовых экспериментально-наладочных работ на тепловых электростанциях. Вып. 2. Котельное оборудование. М., СЦНТИ ОРГРЭС, 1972. 137 с.

67. **Нормативный** метод гидравлического расчета паровых котлов. Л., ЦКТИ, 1973. 166 с.

68. **Обобщение** опыта эксплуатации регенеративных вращающихся воздухоподогревателей отечественного изготовления при сжигании природного газа и мазута. М., «Энергия», 1967, с. 41—44.

69. **Способы** крепления термопар при измерении температуры поверхностей труб. Информационное сообщение № Т-11/57. М., БТИ ОРГРЭС, 1957. 6 с.

70. **Обобщение** материалов ОРГРЭС по потерям тепла в окружающую среду современными котлоагрегатами. Информационное сообщение № Т-11/70. М., Энергонот ОРГРЭС, 1970. 12 с.

71. **Освоение** энергоблоков (пусковые режимы, металл, водоподготовка и автоматика). Под ред. В. Е. До-

рощука, Б. И. Шмуклера и др. М., «Энергия», 1971. 240 с.

72. **Основы** жидкостной хроматографии. М., «Мир», 1973. 264 с.

73. **Парогенераторы.** Под ред. проф. А. П. Ковалева. М.—Л., «Энергия», 1966. 448 с.

74. **Пеккер Я. Л.** Теплотехнические расчеты по приведенным характеристикам топлива. М.—Л., «Энергия», 1966. 160 с.

75. **Перевод** моноблока 200 МВт с барабанным котлом на нагрузку собственных нужд и холостой ход. — «Электрические станции», 1975, № 5, с. 10—13. Авт.: Е. В. Матушевский и др.

76. **Правила** взрывопожаробезопасности топливоподач электростанций. Правила взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии. Технические требования по взрывобезопасности котельных установок, работающих на мазуте или природном газе. М., «Энергия», 1975. 80 с.

77. **Правила** испытаний паровых стационарных котлов для электростанций. Рекомендации 889 Международной организации по стандартизации (ISO), Всесоюзный Центр переводов, М., 1974, 113 с.

78. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей. Издание 13-е, перераб. М., «Энергия», 1977. 224 с.

79. **Правила 28-64.** Измерения расхода жидкостей, газов и паров стандартными диафрагмами и соплами, с приложением альбома графиков. М., Стандартгиз, 1968. 301 с.

80. **Пржиялковский М. М.** Циркуляция воды в паровых котлах и методы ее исследования. М., «Энергия», 1967. 89 с.

81. Международный стандарт ISO 1988. «Антрацит. Методы отбора проб», 1975, 89 с.

82. **Экспериментальное** определение расходов и потерь топлива на пуски и остановы энергоблоков 150—300 МВт. — «Электрические станции», 1972, № 3, с. 26—28. Авт.: А. Г. Прокопенко, В. С. Наумчик, В. А. Нюхин, Н. В. Ткачук, Т. Б. Унтон.

83. **Исследование** надежности и экономичности работы блоков 200 МВт в режиме минимальных нагрузок. — «Теплоэнергетика», 1971, № 6, с. 6—9. Авт.: А. Г. Прокопенко, Ю. В. Павлив, И. Н. Чепишко и др.

84. **Перевод** блока 200 МВт с барабанным котлом на нагрузку собственных нужд. — «Теплоэнергетика», 1972, № 4, с. 48—50. Авт.: А. Г. Прокопенко, В. И. Доброхотов, А. А. Финкевич, Н. С. Долгоносов, А. В. Щербина, А. А. Витяк.

85. **Перевод** блока 160 МВт с котлом ТГМ-94 на нагрузку собственных нужд. — «Электрические станции», 1973, № 3, с. 33—36. Авт.: А. Г. Прокопенко, В. А. Нюхин, Е. В. Иванов, П. И. Янко, М. Б. Койчу.

86. **Рабовицер И. Х.** Влияние конструкции РВП на уровень колебаний расхода воздуха и разрежения в топке, обусловленных неравномерным сопротивлением РВП. — «Теплоэнергетика», 1974, № 5, с. 79—80.

87. **Равич М. Б.** Топливо и эффективность его использования. М., «Наука», 1971. 358 с.

88. **Равич М. Б.** Упрощенная методика теплотехнических расчетов. М., «Наука», 1966. 416 с.

89. **Рапопорт Ф. М., Ильинская А. А.** Лабораторные методы получения чистых газов. М., Химиздат, 1963. 380 с.

90. **Панкратов Г. П.** Сборник задач по общей теплотехнике М., «Высшая школа», 1977. 238 с.

91. **Рекомендации** по паровым турбинам. Часть 2. Правила приемочных испытаний. Комитет по участию СССР в международных энергетических объединениях. М.—Л., «Энергия», 1965. 80 с.

92. **Руководящие** указания по объему, содержанию и форме типовых энергетических характеристик турбо- и котлоагрегатов. М., СЦНТИ ОРГРЭС, 1973. 44 с.

93. **Серов Е. П., Корольков Б. П.** Динамика парогенераторов. М., «Энергия», 1972. 160 с.

94. **Справочник** по наладке контрольно-измерительных приборов и систем возбуждения на электростанциях и подстанциях. Под ред. Э. С. Мусаэляна. М., «Энергия», 1974. 343 с.

95. **Справочник** химика-энергетика. Под общ. ред. С. М. Гурвича, И. И. Матвеева. Энергетическое топливо (характеристика и контроль качества). М., «Энергия», 1972. 216 с.

96. **Тепловой** расчет котельных агрегатов. (Нормативный метод). М., «Энергия», 1973. 295 с.

97. **Технические** требования к маневренности энергоблоков с конденсационными турбинами. М., «Энергия», 1972. 23 с. (Министерство энергетики и электрификации СССР).

98. **Типовая** инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 300 МВт с турбиной К-300-240 ЛМЗ. М., СПО ОРГРЭС, 1975. 54 с.

99. **Типовая** инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову дубль-блока мощностью 300 МВт. М., СЦНТИ ОРГРЭС. 1972. 43 с.

100. **Уорсинг А., Геффнер Дж.** Методы обработки экспериментальных данных. М., «Иностранная литература», 1953. 347 с.

101. **Фельдман Э. В., Жуков Г. П., Щербань П. Н.** Об использовании линии рециркуляции при растопке котла ТМ-84. — В кн.: Наладочные и экспериментальные работы ОРГРЭС. Вып. 41. М., «Энергия», 1973, с. 67—68.

102. **Фиигер Е. Д., Авдеева А. А., Бойко Г. Г., Трембовля В. И.** Методика испытаний котельных установок. М., «Энергия», 1964, 288 с.

103. **Исследование** регулировочного диапазона котлоагрегатов ТП-100 при сжигании АШ. — «Электрические станции», 1971, № 6, с. 19—21. Авт.: Л. С. Фошко, А. А. Мадоян, И. А. Авдеев, Ф. И. Друг.

104. **Чистяков С. Ф., Радун Д. В.** Теплотехнические измерения и приборы. М., «Высшая школа», 1972. 102 с.

105. **Правила** и технические нормы испытаний паровых котлов, кн. 11 (Авт. М. И. Берман), Л., ЦКТИ, Машгиз, 1949. 75 с.

106. **Шварц А. Л., Левинзон В. М.** Теплогидравлическая разверка в вертикальных парогенерирующих элементах прямоточных котлов. — «Теплоэнергетика», 1974, № 7, с. 38—42.

107. **Исследование** потерь топлива при пуске дубль-блока 200 МВт с прямоточным котлом. — «Теплоэнергетика», 1972, № 3, с. 16—20. Авт.: Б. И. Шмуклер, Н. В. Виноградов, Н. В. Иванов.

108. **Дж. Вайткус.** Испытания вращающихся регенеративных воздухоподогревателей. Серия «Энергетика за рубежом». М., БТИ ОРГРЭС, 1961. 32 с.

109. **Методика** испытаний парогазовых установок. РТМ 24.020.30-75, ЦКТИ, 1976 г.

110. **Методика** определения коррозионной агрессивности продуктов сгорания сернистого жидкого топлива и прогнозирования скорости низкотемпературной коррозии металла поверхностей нагрева котлов. РТМ 108.030.07-75. ЦКТИ, 1976.

111. **Ахмедов Р. Б.** Основы регулирования топочных процессов М., «Энергия», 1977. 178 с.

112. **Левит Г. Т.** Испытание пылеприготовительных установок. М., «Энергия», 1977. 184 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 3

Глава первая. **Испытания при стационарных режимах** 5

1-1. Классификация и общая характеристика испытаний 5
1-2. Организация испытаний и подготовительных работ 11
1-3. Проведение подготовительных работ . . 11
1-4. Особенности испытаний, связанные с проверкой надежности работы поверхностей нагрева водопарового тракта 24
1-4-1. Основные показатели надежности, контролируемые при стационарных режимах 24
1-4-2. Методы проверки обеспечения критериев надежности 25
1-5. Предварительные опыты 29
1-5-1. Общая характеристика 29
1-5-2. Измерения и определения при предварительных опытах 30
1-6. Общие рекомендации по режимным и балансовым испытаниям 34
1-7. Определение оптимального положения факела в топке котлоагрегата с уравновешенной тягой 36
1-8. Определение оптимального избытка воздуха 41
1-9. Определение оптимальной тонкости пыли 45
1-10. Определение минимальной длительной нагрузки регулировочного диапазона котлоагрегата без изменения состава вспомогательного оборудования и количества работающих горелочных устройств . . . 46
1-11. Определение технического минимума нагрузки котлоагрегата с изменением состава вспомогательного оборудования . . 48
1-12. Определение максимальной кратковременной нагрузки котлоагрегата . . . 49
1-13. Определение максимальной нагрузки котлоагрегата при работе с одним дымососом или дутьевым вентилятором и на разных частотах вращения их электродвигателей 50
1-14. Испытания при режимах скользящего давления 51
1-15. Особенности приемо-сдаточных и эксплуатационных экспресс-испытаний . . . 55
1-15-1. Приемо-сдаточные испытания . . 55
1-15-2. Эксплуатационные экспресс-испытания 59
1-16. Особенности испытаний элементов котлоагрегата 60

Глава вторая. **Испытания котлоагрегатов при нестационарных режимах** 63

2-1. Основные задачи испытаний 63
2-2. Испытания при нестационарных режимах работы котлоагрегатов 63
2-2-1. Испытания при режимах пуска и останова 63
2-2-2. Особенности определения потерь топлива и электроэнергии при пусках блоков 77
2-2-3. Испытания котлоагрегатов при аварийных разгружениях энергоблоков до нагрузки собственных нужд или холостого хода 82

Глава третья. **Отбор и приготовление средних проб топлива и очаговых остатков** . 85

3-1. Отбор средних проб угля и сланца . . 85
3-2. Определение гранулометрического состава, разделка проб угля и сланца . . 87
3-3. Отбор и приготовление средних проб торфа, определение его гранулометрического состава 91
3-4. Отбор первичных проб пыли (золы) . . 91
3-5. Определение гранулометрического состава тонкоизмельченной пыли топлива и золы (ситовый анализ) 99
3-6. Отбор проб жидкого и газообразного топлива 102
3-7. Отбор и приготовление средних проб очаговых остатков 103

Глава четвертая. **Учет расхода топлива и очаговых остатков** 104

4-1. Измерение расхода твердого топлива . 104
4-2. Определение количества очаговых остатков 105

Глава пятая. **Общие требования к измерительным приборам** 106

Глава шестая. **Измерение температуры** . . 108

6-1. Общие положения 108
6-2. Ртутные стеклянные термометры . . 108
6-3. Поправки к показаниям ртутных термометров 111
6-4. Поверка ртутных термометров . . . 112
6-5. Электрические термометры сопротивления 113
6-6. Электроизмерительные приборы термометров сопротивления 115
6-7. Установка и поверка электрических термометров сопротивления 119
6-8. Термоэлектрические термометры . . . 119
6-9. Термопары 119
6-10. Соединительные и термоэлектродные (компенсационные) провода 122
6-11. Термостатирование свободных концов термопар 124
6-12. Переключатели для термопар 125
6-13. Методы измерения термо-э. д. с. . . . 126
6-14. Переносные потенциометры 126
6-15. Электронные автоматические потенциометры 127
6-16. Переносные пирометрические милливольтметры 128
6-17. Установка термопар 129
6-18. Защита термопар от радиационного теплообмена 130
6-19. Выбор точек измерений и определение поля температур в газо- и воздуховодах 136
6-20. Измерение температуры поверхностными термопарами 136
6-21. Обработка результатов измерений и оценка их точности 139
6-22. Поверка термоэлектрических термометров 141
6-23. Пирометры излучения 141
6-24. Определение изотермических полей в топке котлоагрегата 144

Глава седьмая. **Измерение давлений и разрежений** 145

7-1. Общие положения 145
7-2. Пружинные манометры 145
7-3. Барометры 149
7-4. Жидкостные тягонапоромеры и микроманометры 150
7-5. Установка жидкостных тягонапоромеров и микроманометров 153

Глава восьмая. **Измерение расхода** . . . 155

8-1. Расходомеры с сужающими устройствами 155
8-2. Сужающие устройства 156
8-3. Установка сужающих устройств . . . 160
8-4. Расходомерные дифференциальные манометры 160
8-5. Установка дифференциальных манометров 163
8-6. Обработка результатов измерений расходомерами с сужающими устройствами 165
8-7. Указания по расчету сужающих устройств 170
8-8. Специальные сужающие устройства . . 171
8-9. Погрешности измерения расходомерами с сужающими устройствами 174
8-10. Тарировка сужающих устройств . . . 174
8-11. Напорные трубки 175
8-12. Установка напорных трубок 181
8-13. Определение поля скоростей в трубопроводе 183
8-14. Погрешности при определении расхода напорными трубками 185
8-15. Анемометры 185

Глава девятая. **Анализ газов. Общие положения** 187

9-1. Газовый анализ и его роль при проведении испытаний 187
9-2. Выбор метода анализа и аппаратуры . 189
9-3. Отбор проб продуктов горения для анализа 190
9-4. Контроль газового анализа 195

Глава десятая. **Волюмометрические методы газового анализа** 196

10-1. Общие сведения 196
10-2. Газоанализаторы типа Орса 196
10-3. Газоанализатор ВТИ-2 198
10-4. Поглотительные растворы 201
10-5. Погрешности волюмометрических газоанализаторов и пути их уменьшения. . 202

Глава одиннадцатая. **Хроматографические методы газового анализа** 204

11-1. Общие сведения 204
11-2. Разделительная колонка 205
11-3. Детекторы 210
11-4. Проба газа и ее введение в колонку . . 212
11-5. Газ-носитель 214
11-6. Особенности хроматографического анализа продуктов горения 216
11-7. Хроматограф «Газохром-3101» . . . 217
11-8. Хроматограф ХПГС-4 220
11-9. Методы калибровки хроматографов . . 221
11-10. Приготовление контрольных смесей для калибровки хроматографов 223
11-11. Погрешность измерения и критерии оценки хроматографической аппаратуры . 225

Глава двенадцатая. **Измерение концентрации окислов азота в продуктах горения** . . 228

12-1. Общие сведения 228
12-2. Линейно-колористический метод определения окислов азота 228
12-3. Колориметрические методы определения окислов азота в растворе 229

Глава тринадцатая. **Специальные измерения и отбор проб из топочных камер** . . . 233

13-1. Измерение потерь тепла ограждающими поверхностями котлоагрегатов 233
13-2. Измерение влажности газов (воздуха) . 235
13-3. Измерение температуры точки росы дымовых газов 227
13-4. Измерение частоты вращения . . . 239
13-5. Измерение времени 241
13-6. Измерение потребляемой мощности электродвигателями вспомогательного оборудования 241
13-7. Отбор проб пыли и газа из топочной камеры котлоагрегата 243

Глава четырнадцатая. **Обработка материалов испытаний** 247

14-1. Подготовка материалов испытаний к обработке 247
14-2. Составление характеристик опытов . . 247
14-3. Пересчеты лабораторных анализов топлива 251
14-4. Удельная теплота сгорания топлива . . 253
14-5. Характеристики топлива β и $RO_2^{макс}$. 255
14-6. Определение коэффициента избытка воздуха по результатам анализа продуктов горения 256
14-7. Определение расхода воздуха и объема продуктов сгорания топлива 258
14-8. Тепловой баланс котельного агрегата . 259
14-9. Тепло, полезно использованное котельной установкой 260
14-10. Потери тепла с уходящими газами . . 261
14-11. Потери тепла от химической неполноты сгорания 262
14-12. Потери тепла от механической неполноты сгорания 262
14-13. Потери тепла в окружающую среду . . 263
14-14. Потери тепла с физическим теплом очаговых остатков и на охлаждение деталей котлоагрегата и топочного устройства . 263
14-15. Расход топлива и некоторые вспомогательные параметры 264
14-16. Коэффициент полезного действия нетто котельной установки 265
14-17. Составление теплового баланса котельного агрегата по методике М. Б. Равича 265
14-18. Приведение данных испытаний к номинальным (проектным) условиям . . . 267
14-19. Особенности теплового баланса котельной установки при отборе дымовых газов на сушку топлива в системе пылеприготовления 268
14-20. Погрешность определения к. п. д. котельной установки 272
14-21. Точность результатов испытаний . . . 273
14-22. Отчет по испытаниям 275

Глава пятнадцатая. **Эксплуатационные испытания тягодутьевых установок и газовоздушного тракта котельного агрегата** . . . 280

15-1. Цели испытаний и характеристики машин 280
15-2. Подготовительные работы 282
15-3. Измерения при испытаниях 283
15-4. Порядок проведения испытаний тягодутьевых машин 286
15-5. Обследование газового и воздушного трактов 287
15-6. Обработка материалов испытаний и их анализ 288
15-7. Погрешности определения к. п. д. вентилятора (дымососа) 292
15-8. Составление отчета по результатам испытаний 292

Список литературы 293